



Instituto Politécnico de Coimbra

Departamento de Engenharia Eletrotécnica

PROJETO, ACOMPANHAMENTO E EXECUÇÃO DE INSTALAÇÕES DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

João Pedro Botas da Cunha Gago

Relatório de Estágio para obtenção do Grau de Mestre em Instalações e
Equipamentos em Edifícios

COIMBRA

dezembro, 2013

Projeto, Acompanhamento e Execução de Instalações de Energias Renováveis

Relatório de Estágio para obtenção do Grau de Mestre em Instalações e
Equipamentos em Edifícios

Autor

João Pedro Botas da Cunha Gago

Orientador

Doutor Paulo José Gameiro Pereirinha

Instituto Superior de Engenharia de Coimbra

Supervisor do Estágio na Empresa

Eng.º José Salgado Pereira

Eng.º Eletrotécnico, NetPlan – Telecomunicações e Energia, S.A.

Coimbra, dezembro de 2013

Agradecimentos

Ao orientador de estágio, Professor Doutor Paulo Pereirinha e ao supervisor de estágio Engenheiro José Pereira, pelo apoio prestado no decorrer do estágio e às suas sugestões facultadas na elaboração do presente relatório;

Ao Instituto Superior de Engenharia de Coimbra, corpo docente e discente pelo apoio dedicado e condições proporcionadas ao longo da minha vida académica;

À empresa e a todos os elementos da NetPlan, pela oportunidade de realização deste estágio e pelas condições proporcionadas durante o mesmo, disponibilizando todos os recursos imprescindíveis no correto desenvolvimento do estágio e a fácil integração concedida;

Aos meus pais, irmã e restante família, pelo apoio incondicional concedido ao longo da minha vida, sem o qual, a realização do presente mestrado não seria concretizável.

Resumo

No presente relatório é feita uma descrição das atividades desenvolvidas durante o Estágio do Mestrado em Instalações e Equipamentos em Edifícios do Instituto Superior de Engenharia de Coimbra, na empresa NetPlan – Telecomunicações e Energia, S.A.

A NetPlan tem por missão e área de atividade o fornecimento global de soluções integradas nos sectores de Telecomunicações, Energia e Ambiente, oferecendo um conjunto de produtos e serviços ao nível das mais avançadas empresas internacionais do sector, sendo uma empresa certificada em Qualidade, Ambiente e Segurança, de acordo com as normas NP EN ISO 9001, NP EN ISO 14001 e OHSAS 18001. Durante o Estágio, as atividades efetuadas incidiram essencialmente na utilização de energias renováveis, em particular, a Energia Solar Térmica e a Energia Solar Fotovoltaica.

No âmbito da Energia Solar Fotovoltaica efetuou-se primariamente um estudo sobre os equipamentos e as suas principais funções, de modo a desenvolver, em seguida, ações de manutenção na Central Solar Fotovoltaica Monte da Vinha e em estações de telecomunicações. Realizaram-se também, inquirições sobre locais a implementar este tipo de tecnologia.

No campo de ação da Energia Solar Térmica, depois de um estudo inicial, as atividades desenvolvidas consistiram em ações de instalação e manutenção em diversos projetos, e auxílio no desenvolvimento de propostas técnico-comerciais.

Durante o presente Estágio, procurei colaborar dinamicamente para solucionar as diversas tarefas que a empresa me solicitou. O Estágio permitiu a obtenção de novos conhecimentos nas suas áreas de atuação, nomeadamente a nível de dimensionamento, conhecimento múltiplo e sensibilização na instalação de sistemas solares, por forma a consolidar, aprofundar e aplicar conhecimentos adquiridos durante a formação académica.

Para além das atividades desenvolvidas durante o Estágio, foi ainda realizado um estudo de implementação de um sistema solar térmico, numa moradia tipo T3.

Palavras-chave

Aquecimento de Água

Benefícios Energéticos

Células Solares

Energias Renováveis

Energia Solar Fotovoltaica

Energia Solar Térmica

Abstract

In the present report, was made a description of the activities developed during the final Internship of the Master in Building Services Engineering of the College of Engineering of the Polytechnic Institute of Coimbra, in the company NetPlan – Telecomunicações e Energia, S.A.

The NetPlan's mission and activity business area is the supply of Telecommunications, Energy & Environment integrated solutions, offering a set of products and services at highest international level, being a company certified in Quality, Environment and Security in accordance with the standards NP EN ISO 9001, NP EN ISO 14001 and OHSAS 18001. In the Internship, the activities were mainly performed in the use of renewable energies, particularly Solar Thermal and Photovoltaic Energy.

In the scope of Solar Photovoltaic Energy, it was made a preliminary study about the equipments and their main functions, in order to develop maintenance activities at Photovoltaic Solar Power Plant Monte da Vinha and telecommunications stations. Local surveys to potential sites to implement photovoltaic technology were also performed.

In the framework of Solar Thermal Energy, after an initial study, the developed activities were about installation and maintenance operations in several projects, and participation on technical-commercial proposals preparation.

During this Internship, I tried dynamically collaborate to solve the various tasks that company asked me. The Internship allowed the acquisition of new knowledge in their areas of activity, particularly in terms of sizing, multiple knowledge and awareness in the installation of solar systems, in order to consolidate, deepen and apply the knowledge acquired during the academic education.

Beyond the activities carried out during the Internship, a study to implement a solar thermal system at a T3 dwelling was also performed.

Keywords

Water Heating

Energy Benefits

Solar Cells

Renewable Energy

Solar Thermal Energy

Photovoltaic Energy

Índice

Agradecimentos	iii
Resumo	v
Palavras-chave	vi
Abstract	vii
Keywords.....	viii
Índice.....	ix
Índice de figuras	xiii
Índice de tabelas	xvi
Nomenclatura.....	xvii
1 Introdução	1
1.1 Energias Renováveis.....	2
1.2 Sol, radiação.....	4
1.2.1 Portugal, e insolação	4
1.2.2 Radiação Solar	5
1.3 Princípios e objetivos do sistema solar fotovoltaico.....	6
1.3.1 Legislação em vigor.....	8
1.4 Princípios e objetivos do sistema solar térmico.....	9
1.4.1 Legislação em vigor.....	10
1.5 Certificação	12
2 Sistema Solar Fotovoltaico.....	15
2.1 Configuração de sistemas solar fotovoltaicos.....	15
2.1.1 Sistemas autónomos.....	15
2.1.2 Sistemas ligados à rede elétrica	17
2.2 Descrição de componentes e equipamentos.....	17
2.2.1 Painel solar fotovoltaico	17
2.2.2 Inversores.....	35
2.2.3 Controlador de carga.....	37
2.2.4 Baterias de acumuladores	37
2.2.5 Junction Box	40
2.2.6 Cabo solar	41
3 Sistema Solar Térmico	43
3.1 Configuração de sistemas solar térmicos.....	43

3.1.1	Sistema com termossifão	43
3.1.2	Sistema com circulação forçada	44
3.2	Descrição de componentes e equipamentos	44
3.2.1	Coletores Solar Térmicos	44
3.2.2	Fluido de transferência térmica	48
3.2.3	Estruturas de suporte	49
3.2.4	Permutador de calor.....	50
3.2.5	Grupo de circulação solar.....	50
3.2.6	Acumulador (depósito de acumulação).....	51
3.2.7	Vaso de expansão	52
3.2.8	Sistema de apoio.....	53
3.2.9	Central de controlo	54
3.2.10	Canalização e acessórios	54
3.3	Interligação de coletores.....	55
3.3.1	Coletores em paralelo.....	55
3.3.2	Coletores em série	55
3.3.3	Coletores em paralelo de canais	56
3.3.4	Resumo de interligação de coletores	56
3.4	Cálculos relativos ao sistema solar térmico	57
3.4.1	Consumo de AQS.....	57
3.4.2	Distância entre coletores	58
3.4.3	Estudo de um coletor.....	59
3.4.4	Cálculo do vaso de expansão.....	63
3.4.5	Caudal ótimo de um coletor	64
3.4.6	Estrutura de suporte.....	64
3.4.7	Tubagem.....	65
3.4.8	Bomba de circulação	66
4	Atividades desenvolvidas no decorrer do Estágio.....	67
4.1	Ações de manutenção dos sistemas solar fotovoltaicos	67
4.2	Substituição de varistores.....	72
4.3	Prospeções de locais para instalações de microprodução	73
4.4	Instalação de SUNNY WEBBOX.....	74

4.5	Instalação de Sistema Solar Térmico	75
4.5.1	Instalação da estrutura de suporte	75
4.5.2	Instalação dos coletores	77
4.5.3	Instalação do depósito de acumulação	77
4.5.4	Instalação do grupo de circulação	78
4.5.5	Ensaio e arranque da instalação	79
4.6	Manutenção	80
4.7	Execução de propostas de Sistemas Solar Térmicos	81
4.8	Apresentação de Produtos FAGOR	82
5	Conclusões	85
5.1	Futuro das tecnologias	85
5.2	Últimas Considerações	85
5.3	Referências bibliográficas	87
	ANEXOS	93
	Anexo A - Dimensionamento de sistema solar térmico de edifício unifamiliar	94
A.1.	Princípio de funcionamento do sistema	94
A.2.	Dados relativos ao edifício	94
A.3.	Dados sobre o local	95
A.4.	Necessidade de AQS	95
A.5.	Coletores solar térmicos	97
A.6.	Depósito de acumulação	97
A.7.	Fluido térmico	101
A.8.	Cálculo do caudal ótimo do circuito primário	104
A.9.	Tubagem	109
A.9.1.	Tubagem do circuito primário	110
A.9.2.	Tubagem do circuito de acumulação e consumo	111
A.9.3.	Isolamento das tubagens	112
A.9.4.	Ancoragem das tubagens	112
A.10.	Perdas de carga	114
A.10.1.	Perda de carga no campo de coletores	114
A.10.2.	Perda de carga na tubagem	114
A.10.3.	Perda de carga no depósito de acumulação	116

A.10.4. Perda de carga nos acessórios	117
A.10.5. Perda de carga total do circuito primário	122
A.11. Grupo de circulação.....	122
A.12. Controlador solar.....	125
A.13. Módulo solar para o esquentador	126
A.14. Vaso de expansão solar	128
A.15. Vaso de expansão de AQS	131
A.16. Termómetros, manómetro e válvula de segurança.....	132
A.17. Purgador automático com interceção	133
A.18. Estrutura	134
A.19. Esquema hidráulico do sistema solar térmico	134
A.20. Mapa de quantidades de equipamento.....	136

Índice de figuras

Figura 1.1 – Energias Renováveis	4
Figura 1.2 - Mapa de Radiação Solar em Portugal continental	5
Figura 1.3 - Radiação solar e seus componentes	6
Figura 1.4 - Energia Solar Fotovoltaica, Central Solar Fotovoltaica Monte da Vinha, Ferreira do Alentejo, 2011.	7
Figura 1.5 - Esquema simplificado de um sistema solar térmico	9
Figura 1.6 – Evolução legislativa em Portugal.....	11
Figura 2.1 – Sistema híbrido (sistema eólico e fotovoltaico (conjuntamente a um gerador a diesel))	16
Figura 2.2 - Sistema fotovoltaico autónomo	16
Figura 2.3 - Sistema fotovoltaico ligado à rede	17
Figura 2.4 - Painel solar fotovoltaico Bosch Solar Module c-Si M 48	18
Figura 2.5 – Princípio de funcionamento de um painel solar fotovoltaico.....	19
Figura 2.6 - Ilustração esquemática de uma típica célula fotovoltaica de filme fino CIGS.....	21
Figura 2.7 - Circuito elétrico equiv. de uma célula fotovoltaica alimentando uma carga Z	22
Figura 2.8 - Eficiência de conversão de uma célula solar fotovoltaica	27
Figura 2.9 - Célula solar multijunção em concentradores fotovoltaicos (CPV).....	28
Figura 2.10 - Modelo elétrico equiv. de uma célula solar "real" alimentando uma carga Z	33
Figura 2.11 – Associação de módulos em série	34
Figura 2.12 - Associação de módulos em paralelo.....	34
Figura 2.13 - Associação de módulos em série-paralelo	35
Figura 2.14 - Inversor Solar <i>Sunny Boy</i> SB 3800, Estação de Telecomunicações.....	36
Figura 2.15 - Bateria de acumulador SB12/75 A	38
Figura 2.16 - Cabo Solar ELD Solar STD.....	41
Figura 3.1 - Esquema básico do sistema em termossifão	43
Figura 3.2 - Esquema básico de sistema de circulação forçada.....	44
Figura 3.3 - Coletor Solar Solaria 2.4 AL AL	45
Figura 3.4 - Composição de um coletor solar plano com cobertura.....	46
Figura 3.5 - Coletor solar de tubos de vácuo	47
Figura 3.6 - Coletor Solar CPC	47
Figura 3.7 - Coletor solar plano sem cobertura	48
Figura 3.8 – Refratómetro	49
Figura 3.9 - Estrutura para telhado inclinado	49
Figura 3.10 - Permutador de placas externo	50
Figura 3.11 - Grupo de circulação solar	51
Figura 3.12 - Depósito de Acumulação Solar	52
Figura 3.13 - Vaso de expansão para instalações de aquecimento.....	53
Figura 3.14 - Esquentador a gás	53

Figura 3.15 – Controlador Solar	54
Figura 3.16 - Associação em paralelo de painéis solar térmicos	55
Figura 3.17 - Associação em série de painéis solar térmicos.....	56
Figura 3.18 – Associação em paralelo de canais de painéis solar térmicos.....	56
Figura 3.19 - Distância mínima entre coletores	58
Figura 3.20 - Efeito de estufa de um coletor solar térmico.....	59
Figura 3.21 - Curva de Rendimento Instantâneo do Coletor	62
Figura 3.22 - Forças de tração de coletor.....	65
Figura 4.1 - Módulos Solar Fotovoltaicos, Estação de Telecomunicações.	68
Figura 4.2 - Conector do módulo solar fotovoltaico, Central Solar Fotovoltaica Monte da Vinha.....	69
Figura 4.3 - <i>Junction Box</i> , Estação de Telecomunicações.....	69
Figura 4.4 - Atuador linear de um seguidor solar	70
Figura 4.5 - Módulo Solar Fotovoltaico danificado, Central Solar Fotovoltaica Monte da Vinha.	71
Figura 4.6 – Vista interna do Inversor SMC 7000HV	72
Figura 4.7 - Inversor SMC 7000HV, com varistor substituído.....	73
Figura 4.8 - SUNNY WEBBOX, SMA®	75
Figura 4.9 - Pormenor de perfuração de telha.....	76
Figura 4.10 - Estrutura de vários coletores	76
Figura 4.11 - Instalação dos coletores solares térmicos.....	77
Figura 4.12 - Instalação de Grupo de Circulação com Controlador Solar.....	79
Figura A.1 - Relatório Geográfico e Climático de Lisboa, SolTerm®	95
Figura A.2 - Características técnicas do coletor solar térmico	97
Figura A.3 - Gráfico entre a percentagem de energia solar e o volume ótimo do depósito por m ² de coletores	98
Figura A.4 – Depósito de acumulação WBO 302 Duo.....	99
Figura A.5 - Ponto de solidificação [°C], em função da concentração da solução.....	104
Figura A.6 - Calor específico [J/g.K], em função da temperatura e concentração da solução	106
Figura A.7 - Densidade [g/cm ³], em função da temperatura e concentração da solução.....	108
Figura A.8 - Tubagem de cobre	111
Figura A.9 - Tabela com os caudais totais admitidos para multicamada.....	112
Figura A.10 - Abraçadeiras metálicas isofónicas.....	113
Figura A.11 - Técnicas de fixação, tubos PE-RT Heliroma	114
Figura A.12 - Perda de carga [em N/m ² por metro], em função do caudal, velocidade e temperatura do fluido térmico.....	115
Figura A.13 - Comprimentos equivalentes [em metros] dos acessórios de cobre, em função da temperatura do fluido térmico.....	118
Figura A.14 – Comprim. equivalentes [em metros] dos acessórios em função da dimensão	119
Figura A.15 - Perda de carga [em m.c.a.], em função do caudal	120

Figura A.16 - Perda de carga [em m.c.a], em função do caudal.....	121
Figura A.17 - Perda de carga [em m.c.a.], em função do caudal.....	122
Figura A.18 - Grupo de circulação	124
Figura A.19 - Curva característica da bomba de circulação UPS Solar 15-60 130 da marca Grundfos®	125
Figura A.20 - Funcionamento do kit de bypass de entrada diretamente ao consumo	126
Figura A.21 - Funcionamento do kit de bypass de entrada com passagem no esquentador ..	127
Figura A.22 - Válvula misturadora termostática	127
Figura A.23 - Documentação técnica da tubagem do circuito primário.....	128
Figura A.24 - Temperatura de ebulição em função da pressão de saturação da válvula de segurança	129
Figura A.25 - Vaso de expansão Solar 12, da marca CIMM.....	130
Figura A.26 – Tabela do coeficiente “e”, com a variação da temperatura	131
Figura A.27 - Vaso de expansão ACS 8 CE, da marca CIMM.	132
Figura A.28 - Purgador com torneira de interceção	133
Figura A.29 - Esquema hidráulico do sistema solar térmico.....	134

Índice de tabelas

Tabela 3.1 - Comparação de coletores solares térmicos (condições de rendimento ótico).	63
Tabela 4.1 - Plano de manutenção	81
Tabela A.1 - Extremos climáticos por capitais de distrito em Portugal.....	103
Tabela A.2 - Características do fluido térmico da instalação, TYFOCOR [®] L.	103
Tabela A.3 - Caudais nominais do equipamento instalado.	111
Tabela A.4 - Mapa de quantidades de equipamento.	136

Nomenclatura

AQS - Águas quentes sanitárias

CPC (do inglês *Compound Parabolic Concentrator*) - Concentrador Parabólico Composto

CPV - Concentradores Fotovoltaicos

DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia

FF (do inglês *fill factor*) - Fator de Forma

kWp (quilowatt-pico, do inglês *kilowatt-peak*) - Unidade para desempenho de topo dum produtor PV sob condições de teste standard.

i.e. - isto é

Junction Box - Caixas de junção

LNEG - Laboratório Nacional de Energia e Geologia

MPPT (do inglês *Maximum Power Point Tracking*) - Seguidor de Potência Máxima

nZEB (do inglês *Near Zero Energy Buildings*) - Edifícios com necessidades energéticas quase nulas

p.e. - por exemplo

PEX - Polietileno reticulado

PV - Fotovoltaico (do inglês *PhotoVoltaic*)

RCCTE - Regulamento das Características do Comportamento Térmico dos Edifícios

REH - Regulamento de Desempenho Energético dos Edifícios de Habitação

RECS - Regulamento de Desempenho Energético dos Edifícios de Comércio e Serviços

RSECE - Regulamento dos Sistemas Energéticos de Climatização em Edifícios

(a-Si) - Silício amorfo

(c-Si) - Silício cristalino

SCE - Sistema de Certificação Energética dos Edifícios

STC (do inglês *Standard Test Conditions*) - Condições padrão

1 Introdução

No âmbito do Mestrado em Instalações e Equipamentos em Edifícios, concedido no Instituto Superior de Engenharia de Coimbra, existiu a possibilidade de realização de um estágio numa área concordante com as disciplinas lecionadas ao longo da formação académica.

O estágio foi realizado na empresa NetPlan – Telecomunicações e Energia, S.A, e revelou-se deveras interessante, dado que esta dispõe de experiência e conhecimento para garantir bons resultados no âmbito das telecomunicações e energias. A empresa fornece um conjunto de produtos e serviços ao nível das mais avançadas empresas internacionais garantindo: elevada tecnologia, qualidade total, máxima fiabilidade e compromisso de serviço.

A constituição de serviços na NetPlan incide sobre duas grandes áreas de atividades. As áreas de atuação da empresa são:

- Telecomunicações: A empresa centra a sua atividade no fornecimento global de soluções integradas proporcionando os seguintes serviços: Serviços de Telecomunicações, *Drive Tests & Benchmarking*, Planeamento/Otimização de Rede, *Programme & Project Management*, *Site aquisition*, *Rollout of Mobile Networks*, Inspeção e Manutenção, e Produtos de Telecomunicações.

- Energias: A gama de serviços compreende: Soluções de Energia, Centrais Fotovoltaicas, Minigeração Fotovoltaica, Microgeração Fotovoltaica (Sistemas Solares Fotovoltaicos), Microgeração Aerogerador (Sistemas Eólicos), Solar Térmico, e Investigação & Desenvolvimento.

A dissertação do relatório de estágio tem como base uma explicação técnica e prática sobre a energia solar (energia solar térmica e energia solar fotovoltaica), realizada para servir de suporte ao estágio na empresa NetPlan – Telecomunicações e Energia, S.A.

No presente Capítulo para além da introdução, serão explicitadas as necessidades de execução de projetos de energias renováveis, os princípios, objetivos e aplicações dos sistemas solares, a legislação em vigor e uma exposição teórica sobre a modo como a energia chega à Terra.

Nos capítulos seguintes são expostos os trabalhos de pesquisa efetuados.

O Capítulo 2 refere-se à descrição dos componentes e equipamentos que abastecem os sistemas solares fotovoltaicos, bem como as configurações destes sistemas.

No Capítulo 3 descrevem-se os componentes e equipamentos que utilizados nos sistemas solares térmicos, as configurações de sistemas solares térmicos e os cálculos associados ao dimensionamento de projetos.

No Capítulo 4 referem-se as principais ações desenvolvidas no decorrer do Estágio.

No último capítulo serão abordadas as conclusões da realização do Estágio e a disposição da tecnologia no futuro.

Em anexo, junta-se também, um projeto de uma determinada moradia tipo T3 de um sistema solar térmico, efetuado extra laboral, de forma a aprimorar e demonstrar os conhecimentos obtidos na realização do Estágio.

1.1 Energias Renováveis

Ao observar em detalhe uma fatura de eletricidade mensal, visualizamos que parte da energia que consumimos provém de combustíveis fósseis. Os combustíveis fósseis (petróleo, gás natural e carvão) são recursos naturais não renováveis, dos quais o mundo está deveras dependente. Além disto, a queima de combustíveis fósseis origina uma libertação de grandes quantidades de dióxido de carbono o que contribui diretamente para o aumento do efeito de estufa. A presença de dióxido de carbono no teor da atmosfera provoca o aumento da temperatura média do planeta. Este aumento de temperatura tende a ampliar os riscos de catástrofes provocadas por fenómenos atmosféricos, a subida do nível médio das águas do mar, o derreter dos glaciares e a migração de doenças.

À medida que a opinião pública foi tomando consciência das causas e consequências do efeito de estufa e de que os combustíveis fósseis se poderão esgotar, foi reconhecendo a necessidade de desenvolver outras formas de produção de energia elétrica, em que o consumo de combustíveis fósseis seja reduzido ou nulo, e da utilização de outras fontes de energia que não poluam o ambiente mas que satisfaçam as necessidades energéticas.

Com o aperfeiçoamento da ciência e da tecnologia conseguiram-se encontrar soluções para resolver este problema através da utilização das energias renováveis. As energias renováveis são fontes naturais de energia que podem ser reformadas num curto período de tempo e de causa natural.

As energias renováveis são uma soberba escolha porque são intermináveis, conservam os recursos naturais, não geram resíduos, não poluem o meio ambiente e contribuem para a diminuição da dependência energética nacional (podendo também, contribuir para o aumento do número de postos de trabalho a nível local).

Algumas das energias renováveis são a energia solar, energia eólica, energia geotérmica e energia hídrica, energia das ondas e das marés e a biomassa. A energia solar é utilizada em habitações urbanas e rurais, para produção de eletricidade (energia fotovoltaica), através da radiação emitida pelo sol, e para captação e geração de calor, através de coletores solares térmicos. A energia eólica permite a conversão de energia cinética do vento em eletricidade, sendo o seu componente principal o aerogerador (mais propriamente, as turbinas eólicas são movimentadas pelo vento). A energia eólica é utilizada desde tempos longínquos, nomeadamente em explorações agrícolas (extração de água e moagem de cereais) e é uma das

grandes apostas para a propagação da produção de energia elétrica. A energia geotérmica provém do calor alocado no interior da Terra, e é uma energia que pode ser aproveitada em locais com atividade vulcânica. A energia hídrica provém das forças das águas, produzida através da energia potencial (gravítica) de uma massa de água. É utilizada por centrais hidrelétricas associadas a barragens construídas em leitos de rios, que interrompem o fluxo e armazenam temporariamente a água numa albufeira. Quando se abrem as comportas da barragem, a água passa por umas lâminas na turbina fazendo-a girar, a partir dessa rotação o gerador ligado a essa turbina gere, ou seja, transforma a energia mecânica em energia elétrica. A energia dos oceanos tem vários aproveitamentos, cujo objetivo é a produção de eletricidade, nomeadamente através de: energia das marés, utilizando o movimento constante dos mares. “Para a transformar são construídos diques que envolvem uma praia. Quando a maré enche a água entra e fica armazenada no dique; ao baixar a maré, a água sai pelo dique como em qualquer outra barragem. Para que este sistema funcione bem são necessárias marés e correntes fortes. Tem que haver um aumento do nível da água de pelo menos 5,5 metros da maré baixa para a maré alta.” [1]; energia das ondas, efeito da combinação de forças exercidas pela gravidade, e a propagação (devido à ação do vento) da superfície da água do mar: as ondas. “A energia cinética do movimento ondular pode ser usada para pôr uma turbina a funcionar. A elevação da onda numa câmara-de-ar provoca a saída do ar lá contido; o movimento do ar pode fazer girar uma turbina. A energia mecânica da turbina é transformada em energia eléctrica através do gerador. Quando a onda se desfaz e a água recua o ar desloca-se em sentido contrário passando novamente pela turbina entrando na câmara por comportas especiais normalmente fechadas. (...) Atualmente, utiliza-se o movimento de subida/descida da onda para dar potência a um êmbolo que se move para cima e para baixo num cilindro. O êmbolo pode pôr um gerador a funcionar.” [1]. A biomassa, como fonte de energia renovável, consiste no recurso aos resíduos das florestas, do tratamento de afluentes, da indústria alimentar e da agro-pecuária. “A energia pode ser obtida através da combustão direta dos materiais ou duma transformação química ou biológica, de forma a aumentar o poder energético do biocombustível” [2]. Neste processo, as emissões de GEE (gases com efeito de estufa) são bastante reduzidas, e a sua produção é mais económica. A Figura 1.1 ilustra os diversos tipos de energias renováveis.

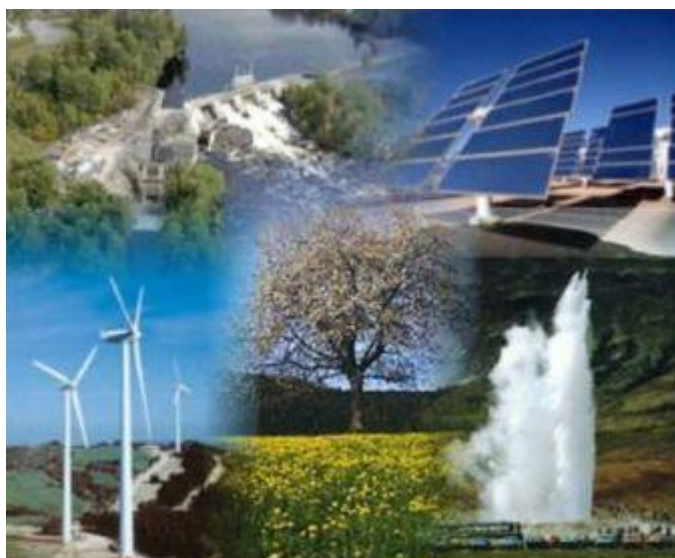


Figura 1.1 – Energias Renováveis [3]

O potencial das tecnologias associadas às energias renováveis está em amplo crescimento, pelo que nos cabe a nós dar o passo em frente na preparação, dimensionamento e geração dos sistemas e transformar o local em que vivemos para um planeta mais limpo.

Neste estágio lidou-se essencialmente com energia solar. Em seguida, serão abordados pontos relacionados com a forma como a energia solar atravessa a atmosfera terrestre, possibilitando a sua utilização para produção de eletricidade e de calor.

1.2 Sol, radiação

1.2.1 Portugal e insolação

Em cada ponto do planeta, o Sol proporciona uma grande quantidade de energia diariamente, embora apenas numa fração de tempo. A fração é nomeada de horas de pico de sol, cujo número depende da zona geográfica da instalação e da estação do ano. A localização de Portugal no globo terrestre é um fator importante, devido às altas taxas de incidência de radiação solar, ou seja ao número elevado de horas de sol (comparado com outros países da Europa), tornando num país com boas condições para o investimento de energia solar. Anualmente, nas regiões do Alentejo e Algarve, a radiação solar média excede os $16,5 \text{ MJ/m}^2$. A Figura 1.2 apresenta os valores médios anuais de radiação solar em Portugal continental.

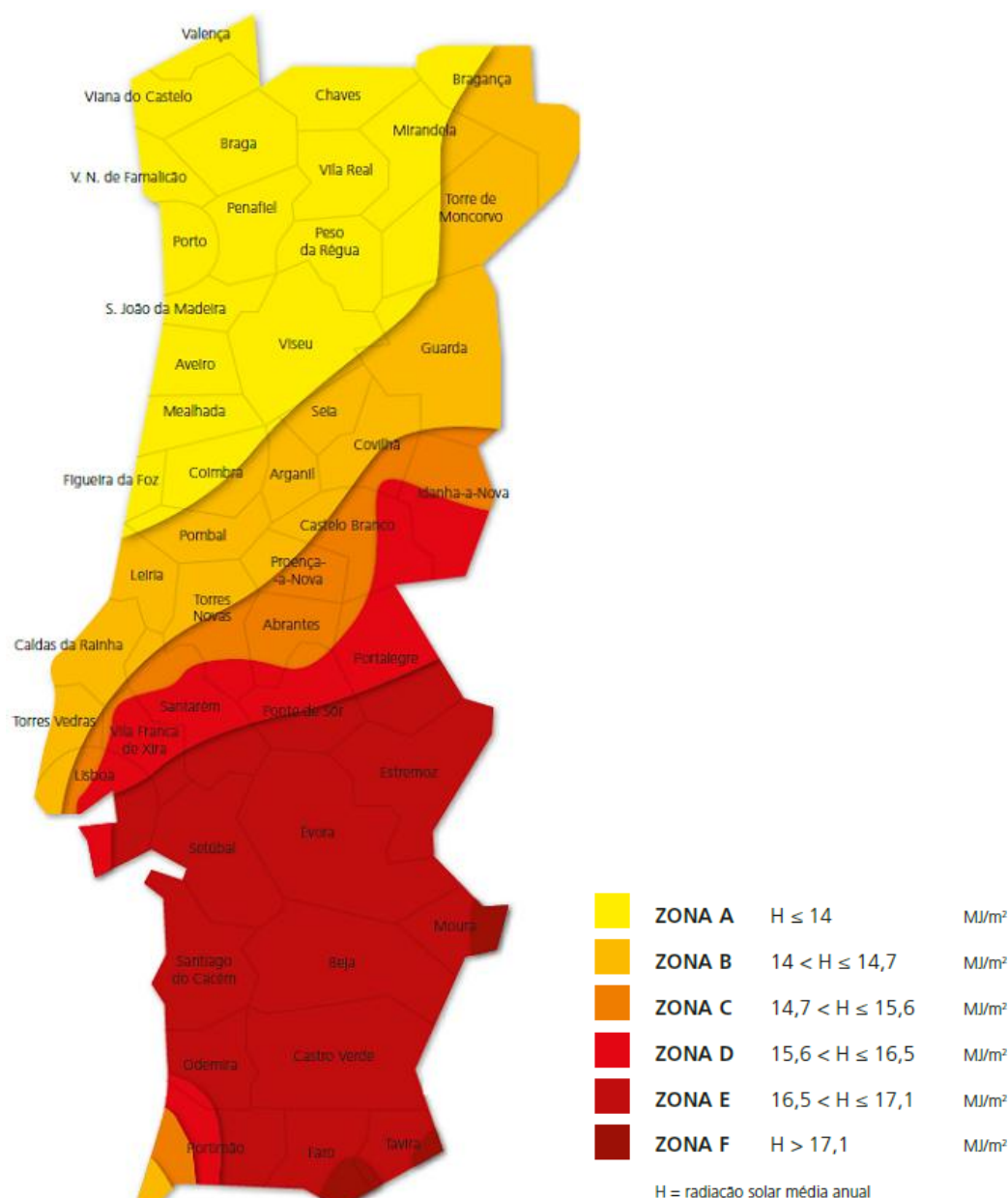


Figura 1.2 - Mapa de Radiação Solar em Portugal continental [4]

1.2.2 Radiação Solar

A energia eletromagnética (energia radiante) emitida pelo Sol é denominada por radiação solar, a qual atinge a superfície do planeta Terra sob três formas principais: 42% sob a forma de radiações dentro do espectro do visível, luz; 55% sob a forma de raios infravermelhos, possuindo poder calorífico; 3% sob a forma de raios ultravioletas, radiações altamente energéticas. A radiação solar, fornece anualmente para a atmosfera terrestre cerca de $1,5 \times 10^{18}$ kWh de energia, fonte energética para toda a biosfera. Na atmosfera terrestre entra somente uma mínima parte da energia emitida pelo Sol, como ilustra a figura seguinte.

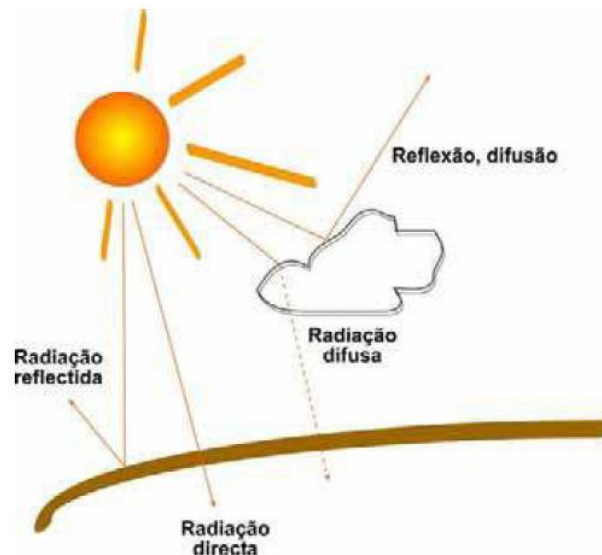


Figura 1.3 - Radiação solar e seus componentes [5]

As definições dos componentes que constituem a radiação solar são:

- Radiação direta: a que vem diretamente do Sol e atinge diretamente a superfície.
- Radiação difusa: desviada pelos componentes atmosféricos.
- Radiação refletida (albedo): procedente do solo e com origem na reflexão da radiação incidente na superfície (cerca de um terço da energia incidente na superfície da Terra é refletida).

Para além destas três componentes, podemos ainda definir:

- Radiação global: é o conjunto de radiação que incide na superfície. Em relação às definições anteriores corresponde à soma da radiação direta e difusa.
- Radiação total: é a soma da radiação direta, difusa e a refletida no albedo.

Tendo noção sobre as condições de insolação, número de horas de sol e radiação solar segue-se para os princípios de funcionamento dos sistemas solares.

1.3 Princípios e objetivos do sistema solar fotovoltaico

A energia solar fotovoltaica tem como objetivo converter a energia procedente da radiação solar que atinge a superfície terrestre, em energia elétrica. A tecnologia dos módulos fotovoltaicos apresenta como principais vantagens:

- A fiabilidade elevada. Têm vida útil superior a 20 anos e apresentam boa capacidade de resistência a diversas condições climáticas extremas;
- Custos de manutenção reduzidos. Por não deterem acessórios móveis¹ não são necessárias grandes operações de manutenção;
- É silenciosa;
- Em caso de necessidade ou opção, permite aumentar a instalação sem suprimir o realizado.

Ostenta, no entanto, um preço de investimento elevado e o seu rendimento de conversão de energia ainda é relativamente baixo. Este rendimento de conversão de energia é alvo de pesquisa por diversas instituições por forma a tornar a tecnologia cada vez mais eficaz.

As principais aplicações dos sistemas solares fotovoltaicos são:

- **Integração em edifícios:** Inclusão de módulos fotovoltaicos na envolvente dos edifícios, em telhados, fachadas dos edifícios (janelas...);
- **Aplicação em micropotência:** máquinas de calcular, rádios, carregadores, e cercas elétricas;
- **Sistemas de bombagem e irrigação;**
- **Caixas de comunicação das autoestradas, parquímetros e sinalização de trânsito;**
- **Centrais fotovoltaicas e sistemas híbridos;**
- **Outros tipos de aplicações:** indústria aeroespacial, propulsão de barcos de recreio, veículos,...



Figura 1.4 - Energia Solar Fotovoltaica, Central Solar Fotovoltaica Monte da Vinha, Ferreira do Alentejo, 2011.

¹ Exceto os seguidores solares, dispositivos que guiam vários módulos fotovoltaicos e acompanham a direção do sol, aumentando a eficiência dos módulos e a produção de energia.

1.3.1 Legislação em vigor

A legislação existente referente à produção de eletricidade através de unidades de microprodução e de unidades de miniprodução consiste no Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro. Este procede à terceira alteração ao Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, alterado pela Lei n.º 67-A/2007, de 31 de dezembro, e pelo Decreto-Lei n.º 118-A/2010, de 25 de outubro e altera ainda o Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março. A legislação funciona como processo de “articulação” entre os comercializadores (dentro das várias entidades envolvidas) e os produtores, no processo de aquisição de energia elétrica produzida. Nos processos de revisão dos regimes jurídicos são adotadas soluções que permitam superar as dificuldades práticas e operacionais.

Os valores relativos às tarifas de referência de venda de energia elétrica são alterados anualmente, sendo descritos nos despachos microprodução e miniprodução pela DGEG.

Considera-se uma **unidade de microprodução**, uma instalação de produção de energia elétrica a partir de energias renováveis, e calor em cogeração, ainda que não renovável, mediante a utilização de uma instalação monofásica ou trifásica, em baixa tensão, com potência de ligação até 5,75 kW. Para os condomínios que integrem seis ou mais frações, em que sejam utilizadas instalações trifásicas, a potência máxima de ligação é 11,04 kW, sendo obrigatório a realização de uma auditoria energética ao edifício e, caso necessário, terão de ser implementadas medidas para melhorar a eficiência energética do mesmo. A potência da unidade de microprodução não pode ser superior a 50 % da potência contratada.

No regime geral é possível injetar na rede, uma potência até 5,75 kW. Não é necessário uma solução térmica.

No regime bonificado, mais vantajoso a nível monetário, é possível injetar na rede, uma potência até 3,68 kW, havendo obrigatoriedade de instalar coletores solares térmicos, com uma área mínima de instalação de 2 m².

As instalações de microprodução detêm de um regime bonificado válido durante 15 anos, subdivididos em dois períodos: os primeiros 8 anos e os 7 anos seguintes. A tarifa de referência de 2014 é de 0,066 €/kWh no período inicial de oito anos, e de 0,145 €/kWh para os restantes 7 anos.

Designa-se por **unidade de miniprodução** a instalação de produção de energia elétrica, a partir de energias renováveis, baseada em **uma só tecnologia** de produção cuja **potência de ligação à rede seja igual ou inferior a 250 kW²**.

² Não se incluem para objeto de “unidades de miniprodução”: a produção de eletricidade por unidades de microprodução; produção em cogeração; produção de eletricidade no âmbito de realizações de projetos de inovação e demonstração do conceito. *in* Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março.

As unidades de miniprodução (no âmbito do regime remuneratório bonificado) que utilizem a tecnologia solar fotovoltaica, a tarifa de referência a aplicar em 2014 é de 0,106 €/kWh.

1.4 Princípios e objetivos do sistema solar térmico

Um sistema solar térmico é composto, basicamente, por um ou vários painéis que captam a energia proveniente do Sol e por um (ou mais) reservatório que armazene a água para posterior consumo.

O seu princípio de funcionamento é o seguinte: a radiação solar incide sobre a cobertura de vidro do painel solar, e transfere-se (por calor) para o fluido circulante no interior dos tubos que constituem o painel. A água sanitária é aquecida, pelo fluido térmico, que circula entre o painel e o depósito em circuito fechado. A transferência de calor é efetuada através de um permutador de calor. Nos sistemas de circulação forçada, a circulação do fluido térmico é gerida e controlada pelo regulador solar e grupo de circulação em função das temperaturas registadas na medição.

“Um dos conceitos mais importantes dos sistemas solares térmicos de baixa temperatura é a necessidade de instalar sempre um equipamento de apoio (esquentador, caldeira ou termoacumulador), que forneça a energia complementar para proporcionar o nível de conforto desejado a cada momento, fazendo face às diferentes condições climáticas do País durante o ano.” [4]

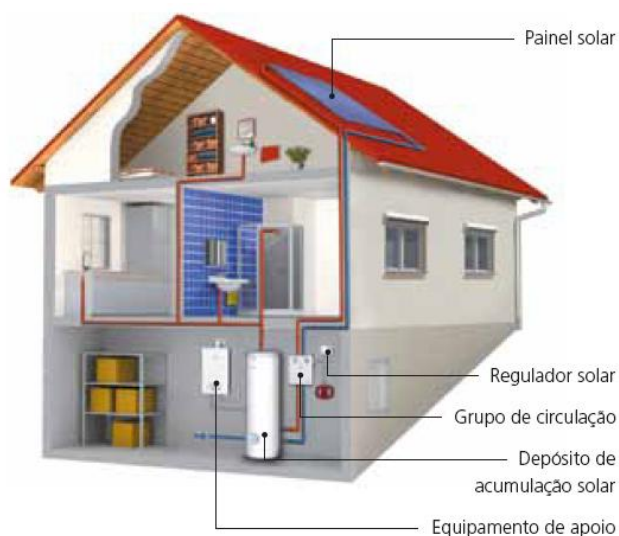


Figura 1.5 - Esquema simplificado de um sistema solar térmico [4]

O principal objetivo de uma instalação solar é permitir/conseguir o máximo de poupança de energia convencional.

A quantidade de energia solar aproveitável depende de múltiplos fatores. Alguns podem ser controlados no projeto e/ou em instalação (orientação, inclinação, rendimento do coletor, etc.). Outros escapam à possibilidade de controlo, já que são consequência da localização geográfica da instalação e dos parâmetros meteorológicos do lugar.

Para se realizarem instalações solares térmicas competitivas economicamente será necessário incorporar e/ou utilizar sistemas convencionais de apoio energético que permitam garantir o abastecimento em períodos de maior necessidade energética.

As principais aplicações dos sistemas solares térmicos são:

- Água quente sanitária em vivendas unifamiliares, edifícios, residenciais, hotéis;
- Aquecimento central, radiadores de baixa temperatura, piso radiante;
- Climatização de piscinas, piscinas particulares (cobertas ou ao ar livre) e públicas.

1.4.1 Legislação em vigor

A legislação em vigor para os sistemas solares térmicos são as leis que estabelecem o desempenho energético dos edifícios, nomeadamente no setor da construção civil em Portugal.

As normas em vigor estão presentes no Decreto-Lei n.º 118/2013. Este Decreto-Lei promove uma revisão da legislação nacional, compreendendo num único texto legislativo, o SCE (Sistema de Certificação Energética dos Edifícios), o REH (Regulamento de Desempenho Energético dos Edifícios de Habitação) e o RECS (Regulamento de Desempenho Energético dos Edifícios de Comércio e Serviços).

Em seguida, está representada, através de esquema cronológico, a evolução legislativa em Portugal, no âmbito do SCE.

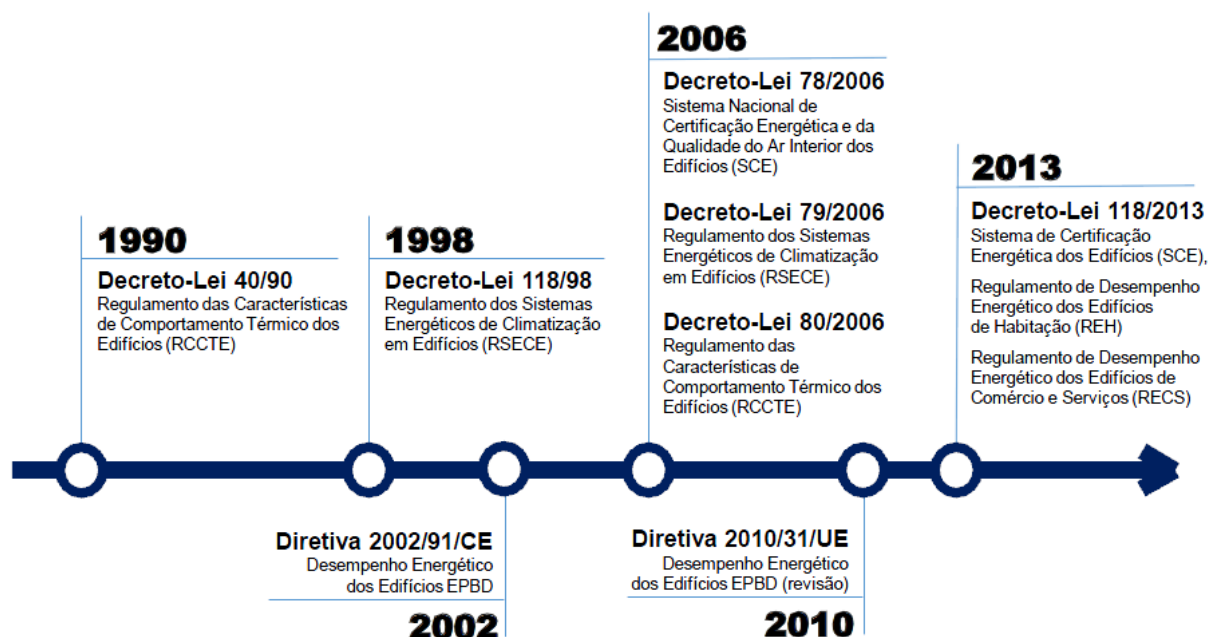


Figura 1.6 – Evolução legislativa em Portugal [6]

Desde Abril de 2006, nomeadamente através dos Decretos-Lei anteriores, tornou-se obrigatória a utilização da energia solar térmica em todas as novas construções domésticas. Apesar da retificação da lei, continua a ser obrigatória a instalação de sistemas solares térmicos em novos edifícios e em grandes intervenções, sendo os critérios de dimensionamento revistos (as características que definem o valor de coletor padrão devem constar na portaria do membro do Governo responsável pela área de energia).

Em baixo segue um excerto do Decreto-Lei [7] que dá ênfase ao ponto anteriormente referido.

“2 - A instalação de sistemas solares térmicos para aquecimento de água sanitária nos edifícios novos é obrigatória sempre que haja exposição solar adequada, de acordo com as seguintes regras: a) energia fornecida pelo sistema solar térmico a instalar tem de ser igual ou superior à obtida com um sistema solar constituído por coletores padrão (...) e calculado para o número de ocupantes convencional definido pela entidade fiscalizadora responsável do SCE, na razão de um coletor padrão por habitante convencional; b) O valor da área total de coletores pode, mediante justificação fundamentada, ser reduzido de forma a não ultrapassar 50% da área de cobertura com exposição solar adequada; c) No caso de o sistema solar térmico se destinar adicionalmente à climatização do ambiente interior, deve salvaguardar-se que a contribuição deste sistema seja prioritariamente na preparação de água quente sanitária.”

Os principais objetivos da legislação são:

- Renovar a rede imobiliária através de impulsão de eficiência energética;

- Reduzir as necessidades energéticas dos edifícios, produzindo localmente e ostentando as energias renováveis como solução;
- Submeter ao controlo a qualidade do ar interior dos edifícios, salvaguardando os níveis de proteção e bem-estar dos ocupantes;
- Outorgar o Certificado SCE, como certificação técnica;
- Propiciar o conceito de edifícios com necessidades quase nulas de energia (nZEB).

Em alternativa, existe a possibilidade de substituição por outros sistemas (igualmente de energias renováveis), assegurando uma produção de energia equivalente ao sistema solar térmico.

1.5 Certificação

Os painéis fotovoltaicos estarão certificados segundo as normas IEC 61646 (Película Fina - Amorfos), IEC 61215 (Silício Cristalino) e IEC 62108 (Concentração), tratando-se de um sinal de qualidade em relação aos aspetos da estabilidade mecânica e do respeito dos parâmetros elétricos.

Particularmente, duas das empresas responsáveis por certificações são a TÜV Rheinland e Bureau Veritas.

Na energia solar térmica para que o sistema solar seja encarado como corretamente instalado, é necessária certificação dos produtos (nomeadamente, coletores solares térmicos). Para coletores solares, as normas são a NP EN 12975-2 (Coletores Solares Térmicos Simples) e a NP EN 12976-2 (Sistemas solares Térmicos Pré-fabricados).

Em Portugal, a tarefa de outorgar a Marca de Produto Certificado cabe ao CERTIF – Associação para a Certificação de Produtos.

Na Europa, existem diversos países com distintos sistemas de certificação dos sistemas solares térmicos, que recorriam a normas ISO, DIN ou normas estabelecidas pelos próprios laboratórios. Desde a publicação das Normas Europeias para os produtos solares térmicos, foi possível estabelecer uma base europeia para o desenvolvimento de um esquema específico de uma Marca Europeia para os sistemas solares térmicos: a Solar Keymark.

A fim de uma instalação solar cumprir os seus objetivos, é necessária também uma íntegra instalação. Deste modo, os instaladores têm de adquirir uma formação técnica específica para obtenção do certificado de aptidão profissional (CAP Solar) e assim serem reconhecidos pela DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia.

Conhecendo os princípios de funcionamento, objetivos, legislação e certificação dos sistemas solares segue-se para a sua descrição pormenorizada, os componentes e as configurações que os constituem.

2 Sistema Solar Fotovoltaico

2.1 Configuração de sistemas solares fotovoltaicos

Na maioria das instalações, a energia elétrica produzida é fornecida à rede recetora (baixa ou média tensão). Noutras situações a energia elétrica produzida alimenta cargas em rede isolada. Estes dois sistemas de produção de energia solar fotovoltaica denominam-se de sistemas ligados à rede e sistemas autónomos, respetivamente. Estes diversificam-se quanto às condições a satisfazer e, em efeito, ao tipo de componentes que os integram. Estes podem utilizar uma única fonte de energia ou podem englobar as várias energias alternativas (eólica, solar, hídrica,...), sendo, neste caso, híbridos.

2.1.1 Sistemas autónomos

Os sistemas fotovoltaicos autónomos foram criados por forma a alimentar cargas que operam isoladas da rede, ou seja, aplicam os próprios geradores como fonte de energia. Este tipo de sistemas pode ser muitíssimo útil pois permite **abastecer energia elétrica a locais onde a rede pública não foi estendida** (p.e. nos países subdesenvolvidos, a energia apenas existe nas grandes áreas urbanas e através deste modo consegue-se suprir necessidades da população rural). [8]

Se o sistema autónomo for planeado para utilizar durante todo o ano, para efetuar o dimensionamento deverá ter-se conhecimento prévio dos níveis de radiação solar disponível para determinado local, por forma a satisfazer o consumo na altura do ano em que existe menos radiação disponível, que presumivelmente sucederá no Inverno. Esta condição provocará um excesso de produção de energia no Verão, portanto é indispensável utilizar **acumuladores de energia (baterias)**, cuja principal função é guardar a energia produzida e garantir a alimentação dos consumos nos períodos em que o recurso solar não é disponível (ciclo noturno ou baixa insolação ou dias bastante nublados). As características dos acumuladores de energia (baterias) são explícitas no subcapítulo 2.2.4.

Outro modo de tornar lucrativo o sistema, e evitando simultaneamente um excesso de produção, é convertê-lo num sistema híbrido (ver Figura 2.1, p.e. módulos fotovoltaicos com apoio de aerogerador, que com o recurso à disponibilidade de vento aproveita um superior carregamento das baterias, e gerador a diesel). [9]

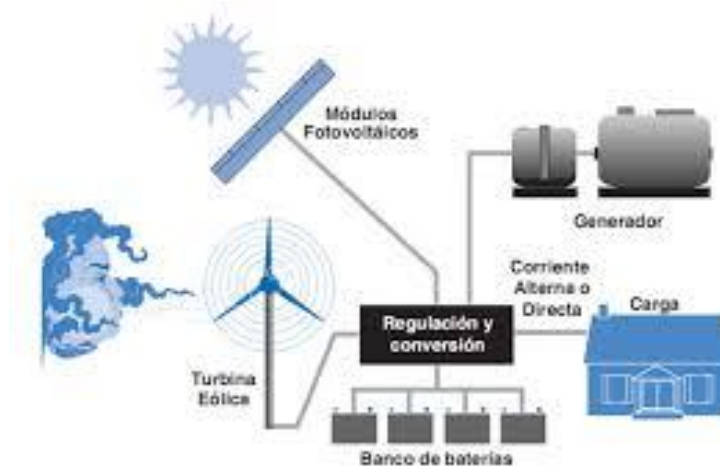


Figura 2.1 – Sistema híbrido (sistema eólico e fotovoltaico (conjuntamente a um gerador a diesel)) [10]

Os sistemas autónomos incluem também, os seguintes equipamentos: **controlador de carga**, que monitoriza e protege os acumuladores de energia de sobrecargas ou descargas totais; **inversor**, que converte a corrente contínua em corrente alternada de acordo com as características da rede, amplitude e frequência, se existir necessidade de alimentar equipamentos em corrente alternada (CA). Os dois primeiros componentes referenciados são instalados normalmente entre os painéis e o inversor.

Os sistemas autónomos necessitam de uma **manutenção superior** para verificar o estado das baterias e executar a sua reposição, quando requeridas.

A Figura 2.2 ilustra um comum sistema fotovoltaico autónomo.

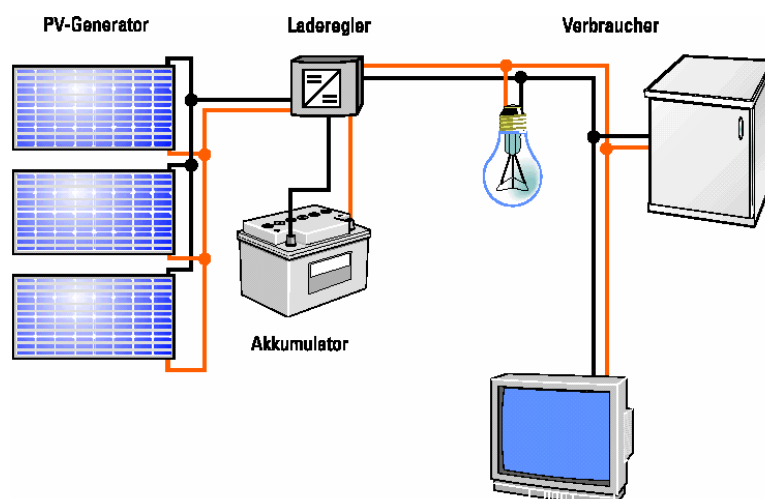


Figura 2.2 - Sistema fotovoltaico autónomo [8]

2.1.2 Sistemas ligados à rede elétrica

Nos sistemas fotovoltaicos ligados à rede elétrica pública, o produtor consome parte (ou nenhuma) da energia gerada, e a restante é entregue à rede elétrica, sendo o produtor remunerado pela energia fornecida.

Entre a rede elétrica pública e o(s) módulo(s) encontram-se equipamentos de contagem, regulação e interface para apurar níveis de produção e coordenar com a rede elétrica pública. A figura seguinte ilustra um típico sistema fotovoltaico ligado à rede elétrica pública.

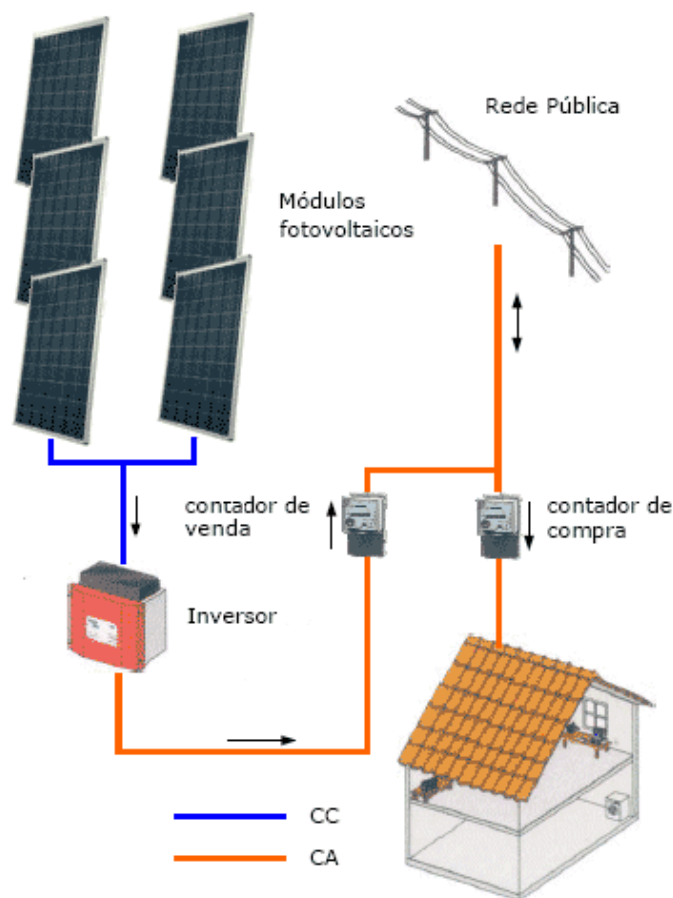


Figura 2.3 - Sistema fotovoltaico ligado à rede [11]

2.2 Descrição de componentes e equipamentos

2.2.1 Painel solar fotovoltaico

O painel solar ou módulo solar fotovoltaico é o dispositivo utilizado para produzir energia elétrica quando incide radiação solar sobre a sua superfície e é formado por células solares que captam a luz do Sol. As células convertem a energia eletromagnética do sol em energia elétrica, através do efeito fotoelétrico. A quantidade de células organizadas no painel e o seu

modo de associação (série, paralelo ou mista) indica as características de tensão e corrente que se pode fornecer à carga. A Figura 2.4 representa um painel solar fotovoltaico.



Figura 2.4 - Paine solar fotovoltaico Bosch Solar Module c-Si M 48³

2.2.1.1 Princípio de funcionamento de um painel solar fotovoltaico

As células fotovoltaicas são formadas de substâncias com condutividade elétrica intermédia entre um condutor e um isolante, semicondutores. Este material semicondutor é tipicamente o silício. Porém, o silício na sua forma genuína não possui eletrões livres, logo é um mau condutor elétrico. Para modificar esta situação adicionam-se proporções de outros elementos num método designado por dopagem. A dopagem com outros tipos de elementos permite a obtenção de silício com carga negativa (silício tipo N) ou com carga positiva (silício tipo P).

Cada célula fotovoltaica é constituída por uma camada espessa de semicondutor do tipo P e uma camada fina de semicondutor do tipo N. Isoladas, ambas as camadas são eletricamente neutras. Mas ao serem agregadas, na região P-N forma-se um campo elétrico pois os eletrões livres do silício tipo P migram para a estrutura do silício N. Com a incidência de radiação solar na célula, os fotões colidem com os eletrões fornecendo-lhe energia e transformando-os em condutores. Através de um condutor externo, conecta-se a camada negativa à positiva, e consegue-se gerar corrente elétrica durante o tempo que a radiação incidir sobre a célula.

O painel solar fotovoltaico é composto por um conjunto de células fotovoltaicas cujo princípio de funcionamento está ilustrado na Figura 2.5.

³ In Bosch_Solar_Module_c_Si_M_48_EU40123_pt.pdf

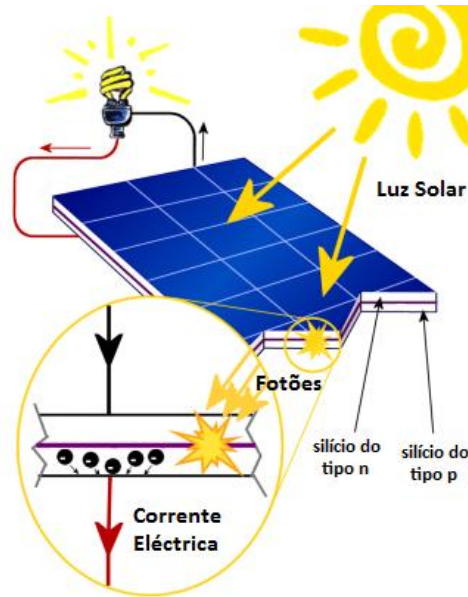


Figura 2.5 – Princípio de funcionamento de um painel solar fotovoltaico [12]

2.2.1.2 Gerações da tecnologia das células fotovoltaicas

A primeira geração de células fotovoltaicas é constituída pelas células de silício⁴ cristalino. As células consistem de uma lâmina de silício na qual é formada uma junção P-N díodo de junção, com capacidade de produzir energia elétrica a partir de radiação solar. As células de silício cristalino são as mais comercializadas pois detêm um bom rendimento quando comparadas com outros tipos de células fotovoltaicas. Estas encontram-se encapsuladas em estruturas metálicas rígidas. [13]

A segunda geração de células fotovoltaicas é constituída por módulos de filmes finos de semicondutores. A principal tecnologia desta geração de células é o silício amorfo. O emprego deste tipo de tecnologia prendeu-se com a necessidade de redução de uso de silício, muito trabalhoso por exigir de temperaturas elevadas na sua produção e possuir um grau de pureza muito elevado. A vantagem de utilizar estes filmes é de reduzir a quantidade de materiais para a sua produção bem como os seus custos, e funcionar com uma gama de luminosidade superior. Porém, o seu rendimento é inferior ao tipo de células anteriormente apresentadas. Existem em produção, outras tecnologias de células fotovoltaicas pertencentes a esta geração, como a de Telureto de Cádmio (CdTe), Arsenieto de Gálio (GaAs) ou as células solares CIGS. [13]

A terceira geração de células fotovoltaicas abrange novos conceitos de células solares e encontra-se ainda em fase embrionária. Esta é definida por utilizar películas finas aplicadas

⁴ Silício (Si) – Elemento químico de número atómico 14 (14 eletrões e 14 protões), com massa atómica de 28u. À temperatura ambiente encontra-se no estado sólido, e é o segundo elemento químico mais abundante no nosso planeta. Surge na argila, feldspato, granito, quartzo e areia, normalmente na forma de dióxido de silício (sílica) e silicatos. Pertence ao grupo 14 (IV A) da tabela periódica dos elementos.

sobre substratos flexíveis. As células sensibilizadas com corantes e células nanocristalinas são alguns modelos deste tipo de tecnologia. As células prometem ter uma eficiência muito elevada e um custo de produção inferior às restantes. [13]

2.2.1.3 Principais tecnologias de células fotovoltaicas

As principais tecnologias de células fotovoltaicas são as seguintes:

- Silício cristalino (c-Si) – É a tecnologia que contém maior participação no mercado do sector, sendo a sua produção em larga escala. As células de silício cristalino podem ser de dois tipos:

- Silício monocristalino: são as células mais utilizadas pois detêm um processo simples de fabricação. O silício é extraído do cristal de dióxido de silício e após passar pelo “processo Czochralski”⁵, obtém-se a forma monocristalina do elemento. Tem um rendimento superior ao silício policristalino. É utilizado em todo o tipo de aplicações terrestres.
- Silício policristalino: O processo de produção deste tipo de células é originário de um lingote de silício de múltiplos cristais. Porque o processo de preparação é menos rigoroso, estas células são mais económicas que as células anteriores. No entanto, as descontinuidades da estrutura molecular dificultam a circulação de eletrões e induzem à fusão com as lacunas, o que traduz numa redução de produção de corrente elétrica, em relação às células antecedentes.

- Silício amorfo (a-Si) – Este tipo de células fotovoltaicas utiliza um método de produção através da deposição de camadas finas de silício em diversos substratos de baixo custo, como vidros, cerâmicos ou alguns polímeros. O processo de fabrico desta tecnologia é mais barato, e tem como principais vantagens a redução de peso e a sua versatilidade. É possível a sua integração em fachadas de edifícios ou em telhados, que permite um melhor aproveitamento do espaço disponível. A principal desvantagem reside no facto de deter uma eficiência de conversão inferior às células de silício cristalino.

- Telureto de Cádmio (CdTe) – É uma tecnologia baseada no uso de películas finas de CdTe (composto cristalino formado pelos elementos cádmio e telúrio) para absorver a radiação solar e converter em energia elétrica. As células fotovoltaicas de filme fino CdTe são facilmente produzidas e a relativo baixo custo, tornando uma alternativa *low-cost* em relação às células de silício. Apresenta também, como vantagens: elevada absorção (semicondutor de **gap de**

⁵ O processo de Czochralski é um método de crescimento de cristais utilizados para obtenção de substâncias monocristalinas de semicondutores (p.e., silício), metais (platina, prata, ouro) e sais. O processo foi descoberto em 1916 pelo cientista polaco Jan Czochralski, que estudava as taxas de cristalização dos metais. A aplicação mais comum deste processo é o crescimento de lingotes de silício monocristalino.

energia direta⁶); o cádmio é um elemento abundante pois é um subproduto de outros metais, p.e. zinco. A tecnologia não é apelativa devido: à elevada capacidade tóxica do cádmio; aos níveis de eficiência mais baixos que as células de silício; e o telúrio é um elemento extremamente raro.

- CIGS (*copper indium gallium selenide*, $Cu(In,Ga)Se_2$)⁷ – Estas células são compostas por material semiconductor dos elementos cobre, gálio, índio e selénio. As células CIGS correspondem a uma das tecnologias mais eficiente de módulos de filme finos de semicondutores. A sua estrutura é apresentada na seguinte figura.

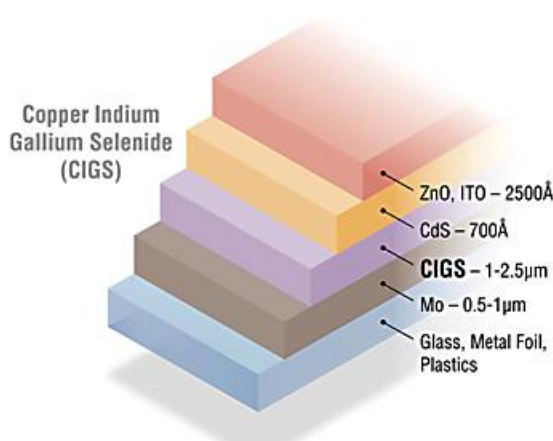


Figura 2.6 - Ilustração esquemática de uma típica célula fotovoltaica de filme fino CIGS [14]

Como podemos observar, a célula CIGS é constituída por diversas camadas finas (na ordem dos μm). O substrato mais usual é o vidro, no entanto, podem ser utilizados polímeros. A ligação da camada fotovoltaica com o substrato é realizada com uma fina camada de molibdénio, que é depositado por vaporização sobre o substrato. O molibdénio é um bom condutor. A camada fotovoltaica é constituída pelo próprio $Cu(In,Ga)Se_2$. Este material quando dopado com material tipo p ostenta uma alta capacidade de absorção de luz.

- Arsenieto de Gálio (GaAs) – Composto químico dos elementos arsénio e gálio. Atualmente é das tecnologias com maior eficiência energética. No entanto, possui um custo de produção bastante elevado, que o torna “incomerciável”. É utilizado em satélites artificiais.

Conhecendo as principais tecnologias das células solar fotovoltaicas passemos para uma sumária exposição do seu modelo matemático.

⁶ A **gap de energia** (*band gap*) é a quantidade de energia necessária para libertar um eletrão da sua órbita. A *gap* de energia do composto CdTe é aproximadamente 1,45eV, que é bem combinado com o espectro solar, e torna a conversão em energia elétrica quase ideal, utilizando uma única junção.

⁷ http://pt.wikipedia.org/wiki/C%C3%A9lula_solar_CIGS

2.2.1.4 Modelo matemático da célula solar

O princípio de funcionamento de uma célula fotovoltaica pode ser descrito por um circuito elétrico equivalente representado na Figura 2.7. [15, 16 et al.]

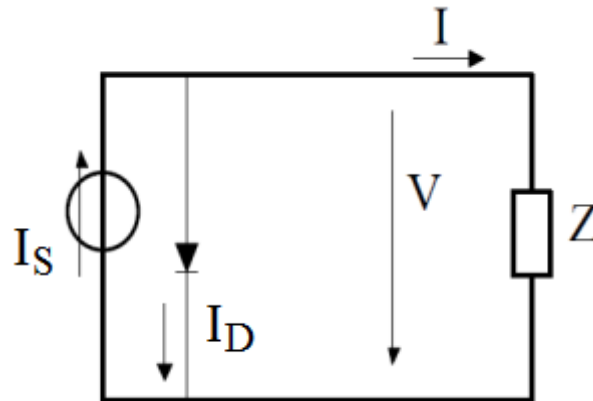


Figura 2.7 - Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica alimentando uma carga Z

A fonte de corrente I_S corresponde à corrente gerada pelo feixe de radiação luminosa. A sua amplitude irá depender da intensidade da luz incidente. A corrente I_D representa a densidade de corrente unidirecional que flui internamente através da junção p-n, que depende de determinada tensão V e temperatura T aos seus terminais.

A corrente I_D é dada pela equação 2.1.

$$I_D = I_0 \left(e^{\frac{V}{mV_T}} - 1 \right) \quad 2.1.$$

Onde:

I_0 – Corrente inversa máxima de saturação do díodo

V – Tensão aos terminais da célula

m – Fator de idealidade do díodo (díodo ideal: $m=1$; díodo real: $m>1$)

V_T – Potencial térmico. É definido pela seguinte equação:

$$V_T = \frac{k_B \times T}{q} \quad 2.2.$$

k_B – Constante de Boltzmann = $1,3805 \times 10^{-23}$ J/K

q – Carga elétrica do eletrão = $1,602 \times 10^{-19}$ C

T – Temperatura absoluta da célula em graus Kelvin, $0^\circ\text{C} = 273,15$ K

Pela 1ª lei de Kirchhoff (lei das correntes ou lei dos nós), a corrente I que se fecha pela carga Z é:

$$I = I_S - I_D = I_S - I_0 \left(e^{\frac{V}{mV_T}} - 1 \right) \quad 2.3.$$

Os fabricantes de módulos solares fornecem por norma, para determinadas condições de radiação incidente e temperatura, um conjunto de parâmetros que definem os pontos de operação da célula solar. Os parâmetros que caracterizam uma célula solar são:

- Tensão em circuito aberto, V_{OC} – É o valor máximo da tensão aos terminais da célula solar, que ocorre quando esta está em vazio (corrente zero e resistência de carga infinita).

$$I = 0$$

$$V = V_{OC}$$

Resolvendo em ordem a V_{OC} , substituindo na equação 2.3.

$$V_{OC} = mV_T \ln \left(\frac{I_S}{I_0} + 1 \right) \quad 2.4.$$

- Corrente de curto-circuito, I_{SC} – É o valor máximo de corrente de carga aos terminais da célula solar, ou seja, a corrente gerada pelo efeito fotovoltaico (resistência de carga zero).

$$V = 0$$

$$I_D = 0$$

$$I = I_S = I_{SC}$$

Potência elétrica de uma célula solar – A potência elétrica é o produto entre tensão e corrente de saída dada na equação 2.3.

$$P = V \times I = V \left[I_S - I_0 \left(e^{\frac{V}{mV_T}} - 1 \right) \right] \quad 2.5.$$

A potência máxima obtém para $dP/dV = 0$, o que é equivalente a:

$$I_{SC} + I_0 \left(1 - e^{\frac{V}{mV_T}} - \frac{V}{mV_T} e^{\frac{V}{mV_T}} \right) = 0 \quad 2.6.$$

$$e^{\frac{V}{mV_T}} = \frac{\frac{I_{SC}}{I_0} + 1}{\frac{V}{mV_T} + 1}$$

A equação que observamos é não-linear, logo, para se apurar o valor de tensão V é necessário recorrer a métodos iterativos (ex. Gauss). O valor de tensão V equivale ao valor V_{MAX} , e o valor de corrente à correspondente I_{MAX} . O ponto de potência máxima que é cedido à carga é,

$$P_{MAX} = V_{MAX} \times I_{MAX} \quad 2.7.$$

Em que, $V = V_{MAX}^r$, $I = I_{MAX}^r$, $P = P_{MAX}^r$. O índice “r” indica que os valores foram estabelecidos sob condições de referência dos fabricantes (geralmente, condições STC, mais adiante explicitadas).

2.2.1.5 Cálculo e desenvolvimento do modelo teórico simplificado

Os fabricantes, por regra, facultam os valores de tensão em circuito aberto V_{OC}^r , corrente de curto-circuito I_{SC}^r , e ponto de potência máximo P_{MAX}^r . Junto dos parâmetros fornecidos, vamos desenvolver o modelo teórico simplificado calculando o fator de idealidade m , e a corrente inversa de saturação do díodo, I_D .

Substituindo os valores de referência de tensão em circuito aberto e corrente de curto-circuito, na equação 2.3. obtém-se:

$$I = I_{SC}^r \left[1 - \frac{\left(e^{\frac{V}{mV_T^r}} - 1 \right)}{\left(e^{\frac{V_{OC}^r}{mV_T^r}} - 1 \right)} \right] \quad 2.8.$$

Admitindo que,

$$e^{\frac{V}{mV_T^r}} \gg 1$$

e

$$e^{\frac{V_{OC}^r}{mV_T^r}} \gg 1$$

tem-se

$$I = I_{SC}^r \left(1 - e^{\frac{V - V_{OC}^r}{mV_T^r}} \right) \quad 2.9.$$

Se conjuntamente com os parâmetros anteriores, possuímos também os valores de corrente no ponto de potência máximo I_{MAX}^r , e tensão no ponto de potência máximo V_{MAX}^r , o modelo pode ser apurado do seguinte modo:

Em curto-circuito,

$$I = I_S = I_{SC}^r \quad 2.10.$$

Em circuito aberto,

$$0 = I_S^r - I_0^r \left(e^{\frac{V_{OC}^r}{mV_T^r}} - 1 \right) \quad 2.11.$$

Ponto de potência máxima

$$I_{MAX}^r = I_S^r - I_0^r \left(e^{\frac{V_{MAX}^r}{mV_T^r}} - 1 \right) \quad 2.12.$$

Resolvendo a equação 2.11. em ordem a I_0^r , tendo em conta a expressão 2.10. e assumindo que a função exponencial é muito maior que 1 (como indicado previamente), podemos resumir a equação 2.13 em:

$$I_{MAX}^r = I_S^r \left(1 - e^{\frac{V_{MAX}^r - V_{OC}^r}{mV_T^r}} \right) \quad 2.13.$$

A partir da equação 2.13., obtém-se o fator de idealidade do díodo, resolvendo-a em ordem à respetiva variável. Na execução deste cálculo, assume-se o fator de idealidade m como constante, pois provém somente dos valores de condição de referência dos fabricantes de PV.

$$m = \frac{V_{MAX}^r - V_{OC}^r}{V_T^r \ln \left(1 - \frac{I_{MAX}^r}{I_{SC}^r} \right)} \quad 2.14.$$

Encontrado o valor de m , a corrente inversa de saturação nas condições de referência, calcula-se pela equação 2.15.

$$I_0^r = \frac{I_{SC}^r}{\left(\frac{V_{OC}^r}{e m V_T^r} - 1 \right)} \quad 2.15.$$

Mais adiante, será apresentado um exemplo (ver capítulo 2.2.1.7, traçado da curva característica I-V de célula solar) que demonstra a utilização do modelo teórico simplificado.

2.2.1.6 Fator de forma e eficiência de conversão de uma célula fotovoltaica

O fator de forma (sigla FF, do inglês *fill factor*) é um critério de qualidade das células solares. É utilizado para qualificar as células e é calculado pela equação 2.16.

$$FF = \frac{V_{MAX}^r \times I_{MAX}^r}{V_{OC} \times I_{SC}} \quad 2.16.$$

O seu valor é sempre inferior à unidade, mas, o módulo será tanto melhor quanto à aproximação ao valor da unidade. O FF difere consoante o módulo, mas para distintos tipos de tecnologia, o valor acentua-se (as células de silício cristalino apresentam melhor FF). O valor de FF comum entre células solares “comercializáveis” é de 0,5 a 0,85.

A eficiência de conversão, ou rendimento, de uma célula fotovoltaica é definido como o quociente entre a potência elétrica disponível aos seus terminais e a potência da luz que incide na superfície da célula fotovoltaica. A equação 2.17. quantifica o seu valor.

$$\eta [\%] = \frac{P_{MAX}}{A \times G} \times 100 \quad 2.17.$$

onde:

P_{MAX} corresponde à potência máxima (ou, potência de pico (Wp));

A , a área da superfície da célula solar;

G , a irradiação solar.

Por convenção, o rendimento das células solares é medido em condições STC (*Standard Test Conditions*), salvo indicação contrária. STC (ou condições padrão) são definidas para o

módulo exposto a uma temperatura média de célula de 25 °C, uma irradiação de 1000 W/m² (radiação recebida na superfície terrestre em dia claro, ao meio dia) com um 1,5 espectro de massa de ar (AM1.5). Ou seja,

$$\eta^r [\%] = \frac{P_{MAX}^r}{A \times G^r} \times 100 \quad 2.18.$$

O valor de eficiência de conversão de uma célula fotovoltaica, nomeadamente de silício cristalino é reduzido (o limite teórico é na ordem dos 28%). Porém, existem outros tipos de tecnologias em engenharia, bastante fiáveis e utilizadas, com eficiências inferiores. A fonte da energia elétrica solar fotovoltaica é a radiação solar, e esta é rica (nomeadamente no nosso país), gratuita e infinita. Para produzir mais eletricidade (aquisição de autonomia energética) basta simplesmente ampliar a área de captação da energia solar em painéis fotovoltaicos. Em conclusão, a resistência à energia solar fotovoltaica não se prende com a eficiência de conversão, mas com o custo de produção (custo por unidade de energia produzida - €/Wp). No entanto, a evolução da ciência e tecnologia em relação às células solares tem sido constante e excelente, pois tem permitido um aumento de eficiência de conversão (ver figura seguinte), bem como uma forte redução do custo de produção por kWp.

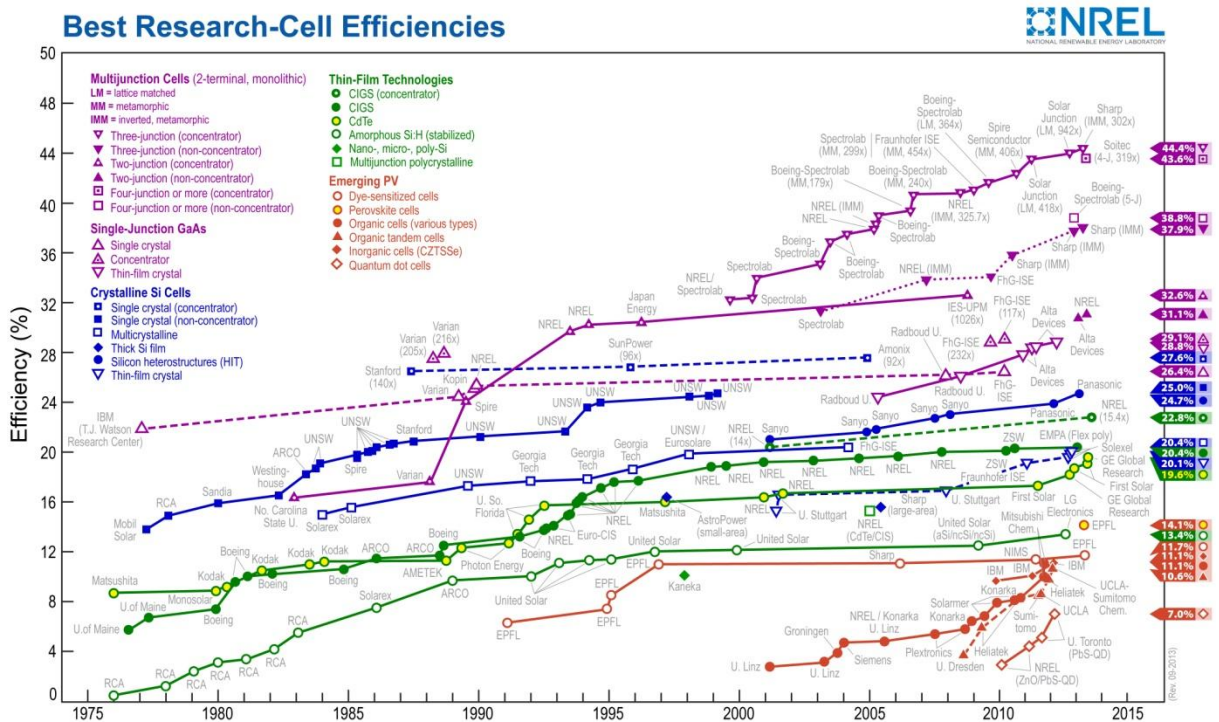


Figura 2.8 - Eficiência de conversão de uma célula solar fotovoltaica [17]

As células fotovoltaicas multijunção, na figura, “são uma subclasse de células fotovoltaicas desenvolvida para a obtenção de eficiências de conversão superiores. São constituídas por múltiplas camadas de películas finas produzidas por um processo de epitaxia⁸ de feixes de moléculas e/ou de epitaxia de fase de vapor metal-orgânico.” [18]

Atualmente, a eficiência máxima, recorde mundial, numa célula solar foi realizada por uma equipa de investigadores franco-alemã, composta por elementos do Instituto Fraunhofer (Fraunhofer ISE), Soitec, CEA-Leti e do Helmholtz Center Berlin, onde os cientistas alcançaram uma eficiência de conversão de 44,7%, i.e. 44,7% de energia do espectro solar é convertida em energia elétrica. A célula solar multijunção (semicondutores compostos) III-V⁹ em concentradores fotovoltaicos (CPV) provém da tecnologia espacial, é constituída por quatro "subcélulas" solares (*four-junction cells*) e consegue absorver diferentes gamas de comprimento de onda do espectro solar. “Além de aperfeiçoamento dos materiais e uma otimização da estrutura, o novo procedimento denominado ‘*wafer bonding*’, detém o papel principal. Com esta tecnologia, é possível juntar dois cristais semicondutores, que, de outro modo, não seria possível unir um sobre o outro, com a elevada qualidade de cristal” de acordo com o Dr. Frank Dimroth, do Fraunhofer ISE. [19]

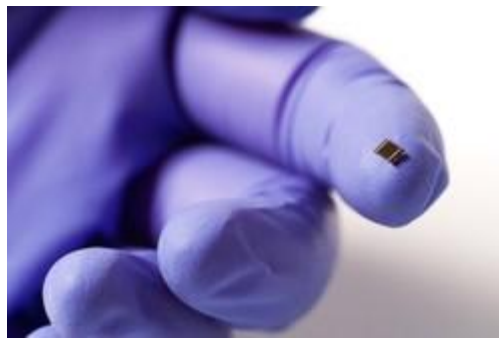


Figura 2.9 - Célula solar multijunção em concentradores fotovoltaicos (CPV) [19]

2.2.1.7 Curva característica I-V

Para compreensão do modelo matemático da célula solar, é expresso em seguida, o cálculo e desenvolvimento do modelo teórico simplificado através do “exercício”, em **Exemplo FV1** [15].

Considere uma célula solar de área $10 \times 10 \text{ cm}^2$ com os seguintes parâmetros nas condições de referência.

- Corrente de curto-circuito, $I_{SC}^r = 3,15 \text{ A}$

⁸ Epitaxia - Método de deposição de uma película monocristalina sobre um substrato monocristalino.

⁹ Semicondutores III-V, combinação dos grupos III e V da tabela periódica dos elementos.

- Tensão em vazio, $V_{OC}^r = 0,59 \text{ V}$
- Potência máxima, $P_{MAX}^r = 1,40 \text{ W}$
- Corrente no ponto de potência máxima, $I_{MAX}^r = 2,91 \text{ A}$
- Tensão no ponto de potência máxima, $V_{MAX}^r = 0,48 \text{ V}$

Cálculo do fator de idealidade, m

$$V_T = \frac{k_B \times T}{q} = \frac{1,3805 \times 10^{-23} \times (273,15 + 25)}{1,602 \times 10^{-19}} \sim 0,0257$$

$$m = \frac{V_{MAX}^r - V_{OC}^r}{V_T^r \ln \left(1 - \frac{I_{MAX}^r}{I_{SC}^r} \right)} = \frac{0,48 - 0,59}{0,0257 \times \ln \left(1 - \frac{2,91}{3,15} \right)} \sim 1,66$$

Cálculo do rendimento e fator de forma, η e FF

$$\eta^r = \frac{P_{MAX}^r}{A \times G^r} \times 100 = \frac{1,4}{0,01 \times 1000} \times 100 \sim 14 \%$$

$$FF = \frac{V_{MAX}^r \times I_{MAX}^r}{V_{OC}^r \times I_{SC}^r} = \frac{0,48 \times 2,91}{0,59 \times 3,15} \sim 0,75$$

Cálculo da corrente inversa de saturação, I_0^r

$$I_0^r = \frac{I_{SC}^r}{\left(e^{\frac{V_{OC}^r}{mV_T^r}} - 1 \right)} = \frac{3,15}{e^{1,66 \times 0,0257} - 1} \sim 3,17 \times 10^{-6} \text{ A}$$

Traçado das curvas características I-V e P-V

Partindo do estudo do circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica alimentando uma carga Z , retirou-se a equação (2.3).

$$I = I_S - I_0 \left(e^{\frac{V}{mV_T}} - 1 \right)$$

Substituindo as variáveis disponíveis e através do cálculo do fator de idealidade, obtemos a equação que define a curva característica I-V de uma célula solar.

$$I = 3,15 - 3,17 \times 10^{-6} \left(e^{\frac{V}{1,66 \times 0,0257}} - 1 \right)$$

Em seguida, para o traçado da curva característica P-V recorreu-se à equação (2.5).

$$P = V \left[3,15 - 3,17 \times 10^{-6} \left(e^{\frac{V}{1,66 \times 0,0257}} - 1 \right) \right]$$

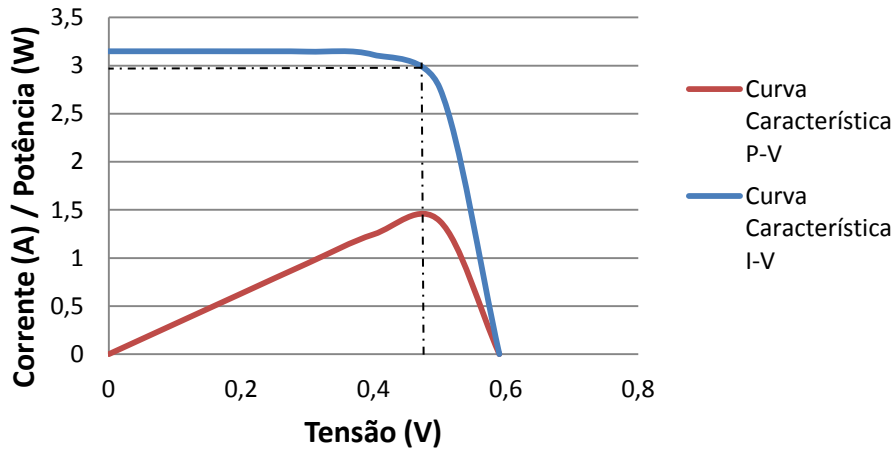


Gráfico 2.1 - Curvas características de uma célula solar fotovoltaica

2.2.1.8 Variação da curva característica I-V por influência da temperatura e radiação incidente

A temperatura e a radiação incidente são parâmetros essenciais, porque as células encontram-se expostas aos raios solares que causam o seu aquecimento. Parte da energia suscitada pela incidência solar não é completamente absorvida, mas sim dissipada sob a forma de calor, que incita o aumento de temperatura (a temperatura de uma célula solar é quase sempre superior à temperatura ambiente) e consequente redução do rendimento do módulo solar. [15]

Para a variação de temperatura:

- O aumento de temperatura afeta principalmente a tensão em circuito aberto, que decresce com o aumento de temperatura;
- A potência de saída (ponto de extração de potência máxima) decresce com o aumento da temperatura;
- A corrente de curto-circuito aumenta ligeiramente com a subida de temperatura, sendo a variabilidade vulgarmente desprezada nos cálculos.

Os fabricantes de módulos fotovoltaicos fornecem como características térmicas, usualmente, coeficientes de temperatura. Entre os coeficientes de temperatura estão: coeficiente de variação de tensão em circuito aberto com a temperatura em $mV/^{\circ}C$ ou $\%/^{\circ}C$, coeficiente de variação de corrente de curto-circuito com a temperatura em $mA/^{\circ}C$ ou $\%/^{\circ}C$, coeficiente de variação de potência máxima de saída com a temperatura em $\%/^{\circ}C$.

Para a variação da radiação incidente:

- A tensão em circuito aberto varia pouco com a radiação incidente, sendo esta variação, no entanto, mais importante para valores baixos de radiação incidente;
- A potência de saída decresce com a diminuição de radiação incidente;
- A corrente de curto-circuito depende principalmente da radiação incidente, sendo esta variação linear.

Os fabricantes de módulos fotovoltaicos fornecem como comportamento em condições de fraca luminosidade, usualmente, coeficientes de variabilidade de tensão e corrente em %, no ponto de potência máximo, de acordo com a intensidade de radiação incidente e para determinadas condições de temperatura.

Estudando o comportamento com variações de temperatura e de radiação incidente do modelo simplificado, testa-se a sua autenticidade.

A corrente de saturação pode ser obtida através das características do material de que a célula é fabricada (silício) e da temperatura da célula. A variação da corrente inversa de saturação em função da temperatura pode ser obtida a partir da equação 2.19.

$$I_0(T) = I_0^r \times \left(\frac{T}{T^r}\right)^3 \times e^{\frac{\varepsilon}{m'} \left(\frac{1}{V_T^r} - \frac{1}{V_T(T)}\right)} \quad (\text{A}) \quad 2.19.$$

Os parâmetros não definidos são:

ε – hiato do silício = 1,12eV

m' – fator de idealidade equivalente. $m' = m/N_{SM}$. N_{SM} é o número de células ligadas em série.

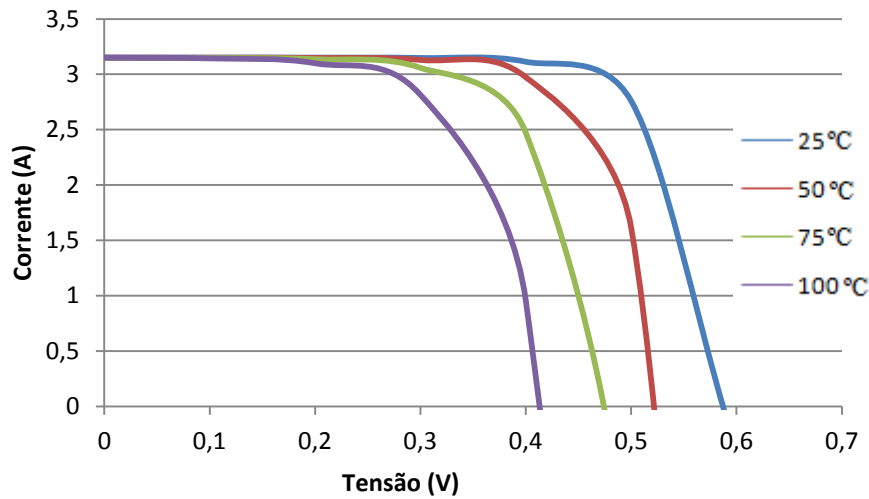


Gráfico 2.2 - Curva I-V de uma célula típica de silício cristalino; variação com a temperatura; $G = G^r$

A corrente de curto-circuito altera-se em função da radiação incidente, podendo o seu valor ser calculado a partir da equação 2.20.

$$I_{SC} = I_{SC}^r \times \frac{G}{G^r} \quad 2.20.$$

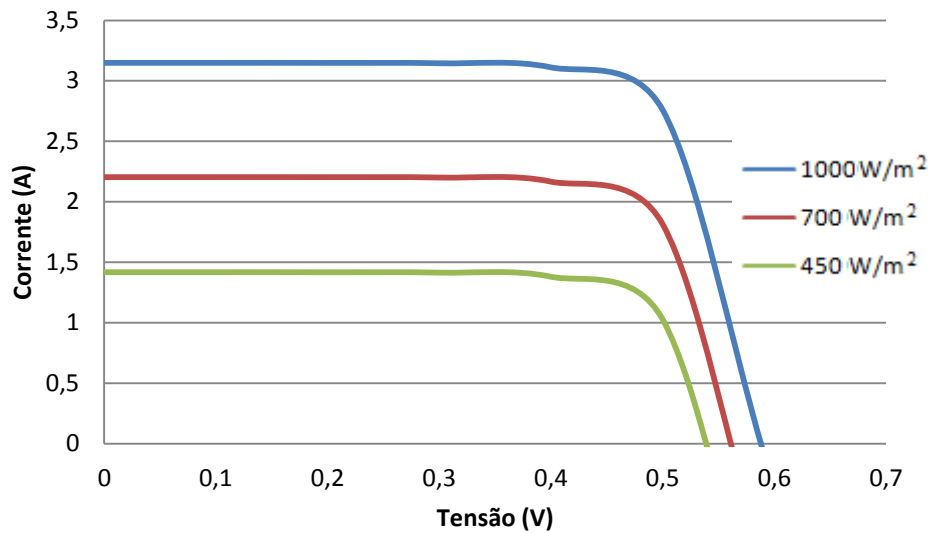


Gráfico 2.3 - Curva I-V de uma célula típica de silício cristalino; variação com a radiação incidente; $T = T^r$

2.2.1.9 Modelo simplificado real

Para abordarmos o modelo simplificado real é fundamental ter em consideração os efeitos de perdas no(s) módulo(s) solar fotovoltaico(s). No modelo elétrico equivalente “real” de uma

célula solar estarão representadas duas resistências, uma resistência série, R_s e uma resistência paralela, R_p . A resistência série é causada pelo facto da célula solar não ser um perfeito condutor elétrico (à resistência através de material semicondutor, à resistência entre contatos metálicos na parte frontal e posterior da célula, e resistência devido à conexidade entre células e terminais). A resistência em paralelo é causada por fugas de corrente de um terminal para outro, por imperfeições do semicondutor (ex. nas extremidades de uma célula solar).

Normalmente, os valores das resistências série e paralelo não são concedidos pelos fornecedores de módulos fotovoltaicos.

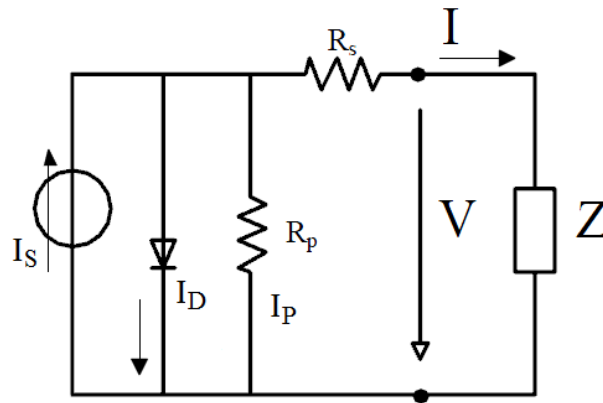


Figura 2.10 - Modelo elétrico equivalente de uma célula solar "real" alimentando uma carga Z

A equação que define o modelo elétrico equivalente de uma célula solar “real” é

$$I = I_S - I_D - I_P = I_S - I_0 \left(e^{\frac{V+IR_s}{mV_T}} - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad 2.21.$$

Subsistem ainda, outros fatores que podem originar perdas de rendimento das células ou módulos solar fotovoltaicos. Ao associar várias células ou módulos num único sistema, estas são ligadas em série e/ou paralelo. A ligação em série de várias células ou módulos fotovoltaicos denomina-se por *string*. A ligação em série e/ou paralelo pode conduzir a problemas no *array*¹⁰ fotovoltaico, dada a incompatibilidade de propriedades elétricas de módulos interconectados, causando com que o módulo de menor potência predomine sobre os demais. A estes tipos de perdas apelida-se de perdas por desfasamento ou *mismatch*.

¹⁰ Matriz de painéis ou *array* - É o conjunto de módulos fotovoltaicos que compõem o sistema instalado.

2.2.1.10 Associação em série ou paralelo de módulos fotovoltaicos

Os módulos podem associar-se entre si para alcançar a tensão e potência necessária para o sistema.

Associação em série: A associação de módulos em série ocorre quando queremos **aumentar o valor de tensão do sistema**. Os valores de tensão somam-se, e o valor de corrente permanece o mesmo. Como condição desta ligação, os módulos a colocar devem ter a mesma potência, para minimizar as perdas no sistema.

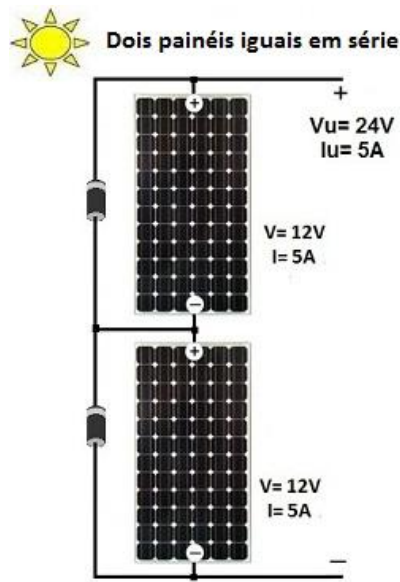


Figura 2.11 – Associação de módulos em série [20]

Associação em paralelo: A associação de módulos em paralelo ocorre quando queremos obter **intensidades de corrente mais elevadas**. Os valores de corrente somam-se, e o valor de tensão mantém-se. Não se devem dispor em paralelo módulos de tensão diferentes.

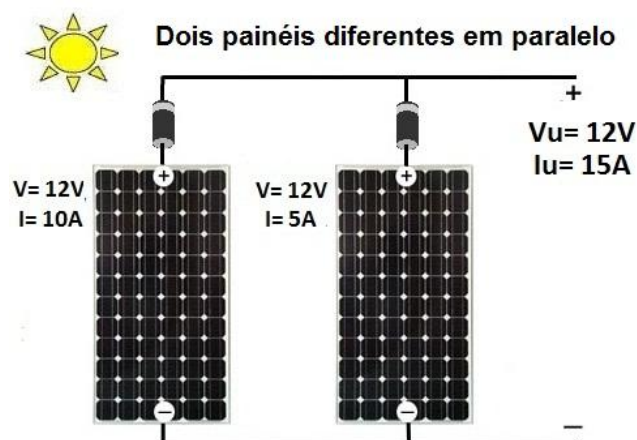


Figura 2.12 - Associação de módulos em paralelo [21]

Associação série-paralelo: Existe igualmente, a possibilidade de efetuar uma **associação mista (série e paralelo)** de módulos. Este tipo de associação é comum nos sistemas interligados à rede pública, onde é necessário para a aplicação que se deseja, obter **superiores valores de tensão e corrente**.

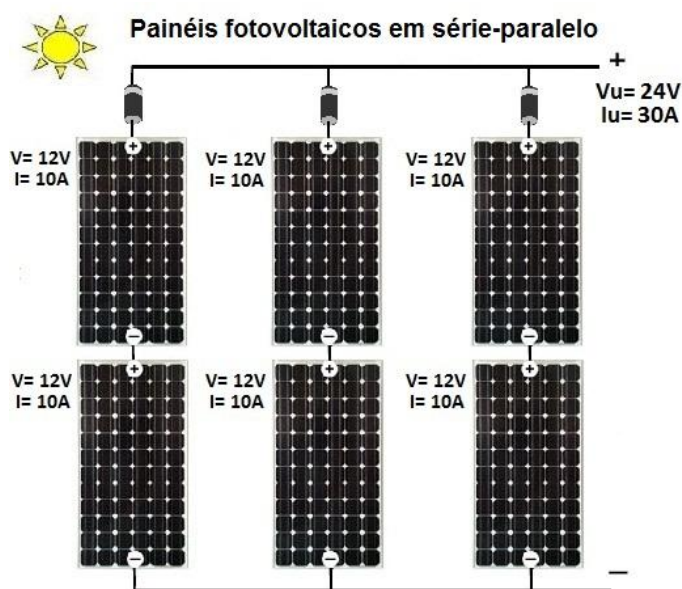


Figura 2.13 - Associação de módulos em série-paralelo [21]

Existe ainda, outro tipo de perdas, associadas ao sombreamento parcial de células (ou módulos) solar fotovoltaicos. Se uma célula estiver parcialmente sombreada, produz menos que as restantes, assim limitando a passagem de corrente à corrente que consegue produzir. Nesta situação, a corrente em excesso resultante das outras células terá de ser dissipada no corpo dessa célula provocando o seu sobreaquecimento, podendo danificá-la. Entre determinado número de células em série, os módulos possuem díodos denominados de díodos *bypass*, de forma a proporcionar outra via para a passagem de corrente e evitar o sobreaquecimento da(s) célula(s) em questão.

Compreendendo as principais características dos painéis solares fotovoltaicos ir-se-á focar os demais equipamentos que compõem o sistema solar fotovoltaico.

2.2.2 Inversores

O inversor é o equipamento responsável pela conversão da energia elétrica produzida em corrente contínua (CC), em corrente alternada (CA), de acordo com as características de tensão e frequência pretendidas.

Os inversores são distintos consoante a aplicação no sistema fotovoltaico ligado à rede elétrica pública ou aplicação em sistemas autónomos.

Nas instalações de microprodução e de miniprodução a ligação com a rede elétrica é direta, ou seja, toda a energia produzida é entregue diretamente à rede elétrica pública. Assim, o conteúdo sobre inversores neste relatório foca-se nos inversores utilizados para conversão de energia para a rede elétrica pública.

O inversor pretende fornecer à rede elétrica pública a maior potência possível. Deste modo, o inversor deve operar no ponto máximo de potência, numa determinada gama de tensões do gerador fotovoltaico. Em geral, os inversores têm um método de “procura” denominado de MPPT (Seguidor de Potência Máxima), que ajusta a tensão de entrada do inversor com o ponto máximo de potência do gerador fotovoltaico. Como referido anteriormente, este ponto máximo de potência altera-se, em concordância com as condições meteorológicas.

Os inversores devem também, conter um sistema de segurança, isolando o sistema automaticamente da rede elétrica pública, em caso de sobrecargas/sobretensões da rede elétrica pública. Este apenas se voltará a ligar quando a rede estiver estabilizada e desde que subsista uma tensão mínima proveniente dos painéis fotovoltaicos.



Figura 2.14 - Inversor Solar *Sunny Boy* SB 3800, Estação de Telecomunicações

Para além das funcionalidades descritas, os inversores podem apresentar funções de monitorização e avaliação de dados. Os inversores registam os dados operacionais do sistema (níveis de potência, energia produzida, etc.) e nos próprios dispositivos ou junto de outros equipamentos (ex. *datalogger*) transmitem dados.

2.2.3 Controlador de carga

O controlador de carga é o dispositivo eletrônico utilizado em sistemas fotovoltaicos autônomos, responsável pela duração de vida útil (pelo processo de carga e descarga) do banco de baterias. Este é instalado entre o painel fotovoltaico e as baterias. O seu objetivo é permitir que as baterias sejam carregadas completamente e evitar que sejam descarregadas abaixo de um valor seguro, e deste modo garantir, que toda a energia produzida nos painéis fotovoltaicos é armazenada com maior eficácia nas baterias.

Os controladores são dimensionados em função da maior corrente exigida, da tensão de trabalho do sistema e da temperatura. É oportuno que para elevadas temperaturas a tensão gerada seja suficientemente elevada para possibilitar a carga das baterias e para baixas temperaturas é conveniente garantir que a tensão do painel fotovoltaico não supere a tensão de carga da bateria.

Os controladores de carga são constituídos por um circuito de controlo e outro de comutação. O circuito de controlo é composto pela supervisão dos parâmetros corrente, tensão e temperatura da(s) bateria(s), tratamento das informações e gerar sinais de controlo para o circuito de comutação. O circuito de comutação é constituído por componentes semicondutores (eletrónica de potência) que controlam a tensão e/ou a corrente de carga ou de descarga das baterias.

Os controladores de carga utilizam uma tecnologia chamada PWM – *Pulse Width Modulation*, mantém a bateria na carga máxima e minimiza a sulfatação de baterias, por meio de pulsos de tensão de alta frequência, ou ainda, a tecnologia MPPT, para extrair a máxima energia possível de um módulo solar, através da alteração de sua tensão de operação para maximizar a potência de saída, de modo que a bateria possa ser carregada até atingir a sua capacidade máxima.

2.2.4 Baterias de acumuladores

As baterias de acumuladores empregues em sistemas fotovoltaicos detêm características particulares, nomeadamente, a sua capacidade de armazenamento, índices de carga com os módulos fotovoltaicos ou descarga nas aplicações, que determinará o seu tempo de vida útil, pelo que, é importante ter conhecimento dessas características e executar uma seleção adequada do tipo de bateria às exigências do sistema.



Figura 2.15 - Bateria de acumulador SB12/75 A [22]

2.2.4.1 Tipos de baterias

- Baterias de chumbo-ácido: As baterias de chumbo-ácido têm esta denominação pois são constituídas por placas de chumbo imersas num eletrólito ácido, tipicamente ácido-sulfúrico. São o tipo de baterias frequentemente utilizadas em sistemas fotovoltaicos autónomos devido ao seu baixo custo, nível de desempenho e grande disponibilidade no mercado. Comummente, as baterias de chumbo-ácido devem ser carregadas em tempo de carga elevado (a correntes de cargas baixas e de forma a acautelar a ocorrência de sobrecargas). Não devem ser descarregadas completamente, pois pode incapacitar a recarga, ou pelo menos, diminuir a capacidade de carga. As baterias de chumbo-ácido são suscetíveis a mudanças de temperatura, sendo que a baixas temperaturas diminuem a capacidade, e a altas temperaturas aumentam a capacidade mas, diminuem o tempo de vida útil. Existem dois tipos de baterias de chumbo-ácido:

- Baterias de chumbo-ácido abertas (VLA – *Vented Lead Acid*): O eletrólito encontra-se em solução aquosa, no estado líquido. O seu posicionamento deve ser fixo, para não existir derramamento de eletrólito ácido. Deve-se visibilizar e reposicionar periodicamente o nível de água destilada.

- Baterias de chumbo-ácido seladas ou reguladas por válvulas (VLRA - *Valve Regulated Lead Acid*): Correspondem às baterias estacionárias sem manutenção. As baterias são estanques contendo uma válvula de segurança que permitem a saída de gases (quando são obtidos níveis perigosos de pressão no interior da bateria). Entre este grupo de baterias, existem duas tecnologias distintas: baterias com separador de microfibras de vidro, conhecidas como baterias AGM (acrónimo de *Absorbed Glass Mat*). O separador de microfibras de vidro tem como objetivo absorver o eletrólito ácido evitando que se mova livremente no interior da bateria; baterias de gel em que o ácido se encontra misturado com sílica, obtendo a densidade de um gel, que conserva o eletrólito estático.

- Baterias de níquel-cádmio (NiCd): Este tipo de baterias são basicamente constituídas por um hidróxido de níquel para as placas positivas (ânodo), um óxido de cádmio para as placas negativas (cátodo) e um eletrólito alcalino, tipicamente hidróxido de potássio. As baterias de

níquel-cádmio têm um preço mais elevado que as anteriores, mas são mais resistentes a variações de temperatura, são menos afetadas por sobrecargas, não são sujeitas a sulfatação (as reações efetuam-se apenas entre os elétrodos) e apresentam um menor tempo de carga (correntes de cargas superiores). A desvantagem destas baterias é a necessidade de descarregar completamente a bateria, pois sofrem de efeito transitório de perda de capacidade comumente conhecido como “efeito de memória” (se forem descarregadas e recarregadas para o mesmo estado de carga, centenas de vezes, viciam), de modo a prevenir a sua viciação. Há também o problema da toxicidade do cádmio.

- Baterias de níquel-hidretos metálicos (NiMH): A sua constituição é idêntica às baterias de níquel-cádmio, tendo como distinção nos materiais que constituem o cátodo, uma liga de elementos metálicos.

- Baterias de iões de lítio (Li-ion) – Uma bateria de iões de lítio é constituída por um cátodo de lítio, um ânodo de carbono poroso e um eletrólito composto por sais de lítio num solvente orgânico (solução não aquosa). São mais leves, e têm um tempo de vida útil elevado. Suportam uma grande variação de temperatura e podem ser carregadas com correntes altas. As desvantagens prendem-se com o preço elevado.

2.2.4.2 Parâmetros característicos de baterias de acumuladores

Para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico autónomo utilizando baterias secundárias, é essencial deter informações sobre as suas características no sentido de selecionar, qual a(s) bateria(s) apropriadas às condições de funcionamento do sistema. Em seguida, são mostradas as principais características fornecidas pelos fabricantes, nas folhas de características das baterias de acumuladores.

Tensão: indicação da tensão de trabalho. O valor corresponde ao produto da tensão definida pelo sistema eletroquímico pelo número de elementos associados em série (normalmente, o valor do elemento de chumbo-ácido é de 2,0V, logo em caso de bateria de 6 elementos o valor é de 12,0V). Geralmente, o valor de tensão nominal está impresso na carcaça da bateria;

Capacidade: Parâmetro que indica a quantia de carga que se pode extrair de uma bateria, ao longo de um determinado período de tempo (número de horas), em condições de temperatura (STC) de 25 °C. A capacidade é expressa em ampere-hora (Ah);

Tempo de descarga: Corresponde à duração típica do processo de descarga da bateria;

Ciclos de vida útil: Indicação dada pelo fabricante da quantidade de vezes que uma bateria pode ser carregada e descarregada; O número de ciclos de vida útil depende do tempo de descarga, a temperatura de funcionamento e com a profundidade de descarga em que trabalha

a bateria no sistema. Em baterias de chumbo-ácido considera-se que a bateria atingiu o termo de vida útil, quando a capacidade é reduzida a 80% da capacidade nominal;

Taxa de descarga: Quantidade de carga perdida pela bateria, quando esta se encontra inativa. Representa-se normalmente, em percentagem por mês;

Densidade de energia: Quantidade de energia que uma bateria é capaz de fornecer por unidade de volume ou de peso, para uma taxa de descarga. É normalmente expressa em watt-hora por quilograma (Wh/kg);

Profundidade de descarga (DOD – *depth of discharge*): Parâmetro empregue à quantidade de carga retirada da bateria num ciclo típico de funcionamento. Em expresso em percentagem da capacidade nominal da bateria.

2.2.4.3 Associação de baterias de acumuladores

A associação de baterias de acumuladores é realizada quando se pretende:

- Maior capacidade global de armazenamento;
- Tensões e correntes necessárias.

O critério de associação é o mesmo que o dos módulos solar fotovoltaicos: em série soma-se a tensão e mantém-se a corrente, em paralelo soma-se a corrente e mantém-se a tensão. Na associação das baterias em série, deve-se ter em conta, que estas devem ser todas iguais, ou seja, com as mesmas características. Também, deve ter-se em atenção, o tamanho dos cabos de conexão de modo a que a secção dos cabos corresponda aos critérios definidos.

2.2.5 Junction Box

As instalações de microprodução (e não só) são dotadas de uma *Junction Box* (i.e. caixas de junção) que contêm terminais e dispositivos de corte e se necessário, fusíveis e díodos de bloqueio (por *array* fotovoltaico). Muitas vezes são instalados conjuntamente, descarregadores de sobretensão, de modo a desviar as sobretensões para a terra, e o interruptor principal DC, de modo a isolar o gerador fotovoltaico, na eventualidade de ocorrência de falhas ou em operações de manutenção dos sistemas.

A *junction box* deve ser de classe II de isolamento, ter os terminais negativos e positivos claramente separados no seu interior, e em caso de instalação no exterior, grau de proteção mínimo de IP 54. [8]

2.2.6 Cabo solar

Em instalações solar fotovoltaicas, o equipamento que efetua a ligação elétrica dos módulos fotovoltaicos à *junction box* é designado de cabo solar. Comummente, os cabos solares são utilizados no exterior, pelo que, devem deter especificações próprias para satisfazer as condições do sistema, tais como, tensão nominal, isolamento duplo (de modo a conter alta segurança, em caso de contacto direto ou indireto), resistência aos raios UV e ao clima, laborar em adequada gama de temperatura, e retardador de chama segundo a norma IEC 332/1.



Figura 2.16 - Cabo Solar ELD Solar STD [23]

O modo de ligação dos cabos solares pode ser efetuado através de fichas/conectores de engate ou ligação rápida (a maioria das ligação dos cabos solares é realizado deste modo, dado que os módulos fotovoltaicos de determinados fabricantes já contém os conectores específicos), ou através de terminais ou ligadores.

Conhecendo os principais componentes que compõem os sistemas solares fotovoltaicos, de seguida abordam-se os componentes e configurações dos sistemas solares térmicos.

3 Sistema Solar Térmico

3.1 Configuração de sistemas solares térmicos

Os sistemas solares térmicos utilizam a energia solar para aquecimento direto de um fluido. Existem dois tipos de sistemas: sistema com termossifão e sistema com circulação forçada. A escolha entre um sistema ou outro dependerá da carga energética a cobrir e da possibilidade de colocar o depósito acumulador acima da bateria de coletores.

De uma forma resumida, pode dizer-se que o termossifão é aconselhável para pequenas instalações e a circulação forçada é indicada para instalações médias ou grandes.

3.1.1 Sistema com termossifão

Este fenómeno baseia-se na diferença de densidade de um fluido (nomeadamente água ou água com anticongelante) com a variação da temperatura. No coletor, a entrada do fluido térmico ocorre na parte inferior. O fluido térmico ao aquecer por efeito do sol, irá aumentar a sua temperatura e diminuir a sua densidade, pelo que tem tendência a subir. O efeito é contínuo ao longo de todo o coletor, pelo que, o fluido térmico adquire suficiente inércia para sair pela parte superior do coletor até à serpentina do acumulador, onde cede calor à água contida no depósito. Ao diminuir a temperatura do fluido, a sua densidade aumenta e tende a baixar, e termina o circuito de circulação.

Os sistemas de termossifão não exigem controlador solar nem bomba de circulação. São sistemas de menor rendimento mas mais económicos, em relação aos sistemas com circulação forçada.

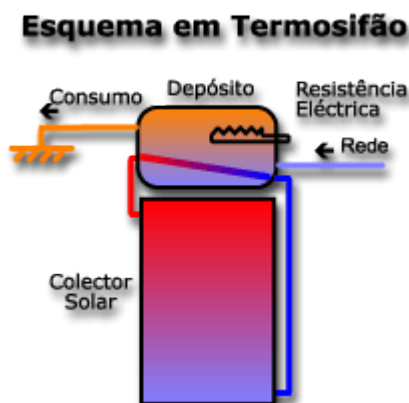


Figura 3.1 - Esquema básico do sistema em termossifão [24]

Estes sistemas devem ser utilizados apenas para produção de AQS.

3.1.2 Sistema com circulação forçada

Num sistema com circulação forçada o acumulador é instalado separadamente dos painéis solares.

Pelo facto do acumulador poder ser colocado num local protegido (não necessita de ser colocado no telhado) e (possivelmente) num local mais próximo do consumo, as perdas térmicas diminuem significativamente e torna o sistema mais agradável arquitetonicamente.

Ao contrário do que acontece nos sistemas de termossifão, o acumulador é colocado verticalmente, o que resulta num aproveitamento muito maior da energia solar, e consequente superior poupança de energia.

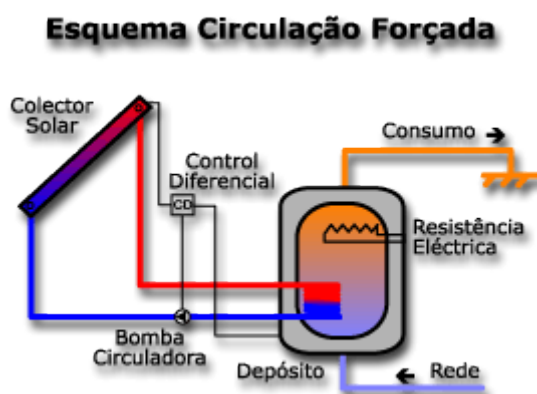


Figura 3.2 - Esquema básico de sistema de circulação forçada [24]

Estes sistemas podem ser utilizados para produção de AQS e/ou aquecimento e/ou climatização de piscinas.

3.2 Descrição de componentes e equipamentos

3.2.1 Coletores Solares Térmicos

O coletor solar é o componente principal dos sistemas solares térmicos. A sua função é transformar a radiação solar em energia térmica mediante da temperatura do fluído que circula pelo seu interior. Se é para consumo, essa temperatura deve-se situar no ponto de abastecimento com cerca de 45 °C, sendo acumulada habitualmente a 60 °C. A figura seguinte ilustra um modelo usualmente comercializado.



Figura 3.3 - Coletor Solar Solaria 2.4 AL AL [25]

Os coletores solares podem ser:

- Planos com cobertura, usados em instalações de AQS;
- De tubos de vácuo, com a superfície absorsora baseada em tubos de cobre, aquecimento de águas e produção de calor;
- CPC (Concentrador Parabólico Composto), em aquecimento de águas e produção de calor;
- Planos sem cobertura, com superfície absorsora de polipropileno, utilizado em aquecimento de piscinas.

Para se efetuar uma boa escolha de coletor solar é necessário conhecer as características dos elementos que o constituem.

3.2.1.1 Coletor plano com cobertura

Este painel é o mais utilizado, já que foi o primeiro a ser introduzido no mercado e apresenta uma boa relação preço-qualidade.

O coletor solar plano com cobertura é constituído por quatro elementos dispostos numa caixa (ou carcaça). Tais acessórios são os seguintes:

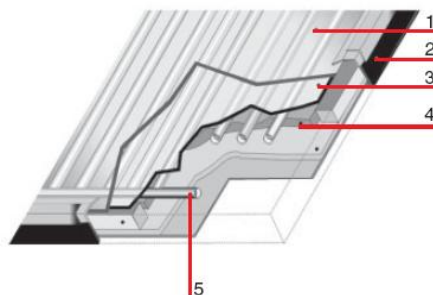


Figura 3.4 - Composição de um coletor solar plano com cobertura [26]

- Cobertura transparente (1): Permite a passagem dos raios solares, limita as perdas térmicas e provoca o efeito de estufa no seu interior. De modo complementar, protege os acessórios internos dos agentes atmosféricos;
- Caixa ou carcaça (2): Contém e suporta todos os elementos anteriormente descritos e protege-os contra a intempérie. Deve resistir às variações de temperatura, à corrosão e à degradação química.
- Placa absorvedora ou Absorvedor (3): A sua missão é receber a radiação solar, transformá-la em calor e transmiti-la ao fluido de transferência térmica (normalmente água com anticongelante) que circula no interior de uma serpentina de cobre. A placa absorvedora é negra, geralmente coberta por um acabamento seletivo de níquel ou similar para obter rendimentos superiores de absorção. [27]
- Isolamento (4): Diminuir as fugas de calor do interior do coletor. Devem exigir uma série de características como: resistir a temperaturas até 150 °C, não libertar vapores devido à ação do calor e não perder as suas qualidades isolantes em caso de humificação.
- Grelha de tubos de cobre (5): Conjunto de tubos que se encontra solidário com a placa absorvedora.

3.2.1.2 Coletores de tubos de vácuo

O painel térmico deste tipo caracteriza-se por possuir um conjunto de tubos em vidro em vácuo com boa capacidade para a entrada de radiação solar e suficiente rigidez para suportar as condições adversas mais rígidas.

Os tubos dispõem no seu interior de um elemento absorvedor para a mesma finalidade que o existente nos painéis planos, ou seja, também por ele circula o fluido térmico a aquecer.

A sua linha de construção permite limitar as dispersões térmicas dos coletores de modo a garantir rendimentos superiores, propriedade deveras proveitosa, em locais que apresentem baixas temperaturas exteriores.

O custo elevado é a principal desvantagem destes painéis. A Figura 3.5 exibe um coletor solar de tubos de vácuo usual.



Figura 3.5 - Coletor solar de tubos de vácuo [28]

3.2.1.3 Coletores parabólicos concentradores

A função dos coletores parabólicos concentradores (comum coletor CPC, do inglês *Compound Parabolic Concentrator*, ou coletor Winston¹¹) é baseada no conceito “geométrico” de concentração de radiação solar, cuja superfície refletora é em forma de parábola (utilizando materiais espelhados de elevado nível de refletividade e permite a absorção de radiação na parte inferior do absorsor), através do método duplo de captação de radiação.



Figura 3.6 - Coletor Solar CPC [29]

¹¹ Ronald Winston é “considerado” o inventor do coletor CPC e personagem principal no campo de *nonimaging optics*, tecnologia inovadora da Energia Solar. [30]

Podem ser montados em estruturas fixas e o ângulo de abertura destas superfícies permite captar a radiação direta e a difusa, como nos coletores planos, com capacidade de produzirem a temperaturas mais elevadas.

3.2.1.4 Coletores planos sem cobertura

Este tipo de coletor é composto por tubos de plástico colocados em forma de esteira e unidos por dois tubos de maior diâmetro na parte inferior e superior. É o tipo de coletor a utilizar em piscinas exteriores, nos meses em que as temperaturas são mais elevadas, Maio a Setembro. A utilização destes coletores permite a circulação direta da água da piscina pelos mesmos. Relativamente aos coletores planos com cobertura, este coletor apresenta uma baixa eficiência. [31]



Figura 3.7 - Coletor solar plano sem cobertura [32]

3.2.2 Fluido de transferência térmica

O líquido que circula no interior dos painéis solares, independentemente do tipo utilizado, não deve ser somente água do sistema de abastecimento público, dada a possibilidade de congelamento durante as noites de Inverno. O fluido de transferência térmica é um anticongelante à base de propileno-glicol que protege contra corrosões e calcificações, garantindo alta eficiência térmica.

O teor em anticongelante pode ser determinado a partir do índice de refração. O índice de refração é medido através de um equipamento chamado de refratómetro. A Figura 3.8 ilustra um refratómetro.



Figura 3.8 – Refratômetro [33]

3.2.3 Estruturas de suporte

São as estruturas metálicas sobre as quais se fixam os coletores solares. Estão disponíveis em várias dimensões permitindo a instalação em superfícies planas ou inclinadas. A concepção e instalação da estrutura e todo o sistema de fixação de coletores deverão permitir as necessárias dilatações térmicas, sem cedências de carga que possam afetar a integridade dos coletores e do circuito hidráulico.

Os sistemas de fixação devem ser periodicamente inspecionados por técnicos especializados.

Instalação – Os acessórios da estrutura de fixação não devem alterar as condições de impermeabilidade e permitir o escoamento das águas, em particular nos locais de atravessamento de coberturas pelas tubagens de circulação do fluido de transferência e pelos suportes. A instalação deve garantir segurança quanto à existência de ventos fortes.

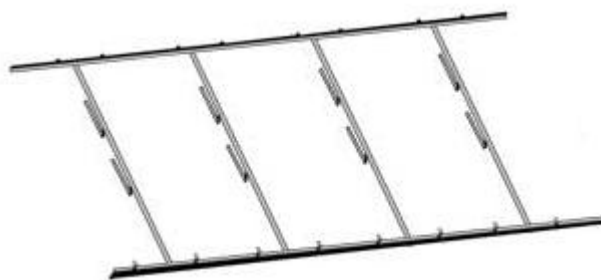


Figura 3.9 - Estrutura para telhado inclinado [34]

É preferível adotar um pequeno desvio em relação ao sul geográfico (até 20°) e à (própria) inclinação do telhado a efetuar estruturas de fixação complexas.

De notar que cada coletor dispõe de montagem específica, pelo que se deve garantir uma elevada segurança e grande durabilidade. As instruções de montagem da estrutura de fixação devem ser indicadas pelos fabricantes de painéis na sua documentação técnica.

3.2.4 Permutador de calor

O permutador de calor numa instalação solar utiliza-se quando queremos transferir calor de um fluido para outro sem que se misturem, de forma que os circuitos fiquem independentes. Os permutadores de calor utilizados numa instalação solar são do tipo líquido-líquido.

O fluido térmico procedente dos coletores solares não pode ser utilizado como água quente sanitária de consumo por duas simples razões: a) pode conter agentes de proteção dos tubos internos e externos aos coletores e/ou anticongelante para evitar o congelamento no Inverno e, b) o circuito hidráulico, que é denominado primário, poderá não reunir as condições higiénicas necessárias para tal. A solução está em introduzir entre o coletor solar e o de consumo de águas quentes sanitárias, um acessório que efetue a permuta térmica.

O permutador de calor é responsável por transferir o calor do fluido térmico do circuito primário ao circuito do acumulador da água quente para consumo. Este pode ser um acessório externo ao sistema ou estar instalado dentro do próprio depósito acumulador.



Figura 3.10 - Permutador de placas externo [35]

3.2.5 Grupo de circulação solar

Corresponde a um conjunto de acessórios destinados a auxiliar a movimentação dos fluidos térmicos entre os coletores solares e o permutador de calor.



Figura 3.11 - Grupo de circulação solar [36]

O grupo de circulação apresentado na figura anterior é composto por uma bomba de circulação alimentada por energia eléctrica, válvulas de corte, segurança e antirretorno, um caudalímetro e ligação de saída para o vaso de expansão.

3.2.6 Acumulador (depósito de acumulação)

A necessidade de energia nem sempre coincide com o tempo de captação que se obtém do sol, pelo que é necessário ter um sistema de acumulação que faça frente à procura em momentos de fraca radiação, tal como a produção em momentos de pouco ou nulo consumo.

A utilização de depósitos verticais tem a vantagem de favorecer a estratificação da água. Com esta disposição assegura-se que a água mais quente se encontra na parte superior do acumulador, que é, precisamente, donde é extraída para o consumo sanitário.

Em caso de existir mais que um depósito de acumulação, da parte superior do primeiro, extrai-se a água para o segundo depósito de acumulação.

Para além da estratificação da água, a verticalidade dos depósitos de acumulação, apresenta vantagens na área ocupada e, num local devidamente protegido, a temperatura da água mantém-se superior e consequentemente há maior eficiência do isolamento térmico. A figura seguinte expõe um característico depósito de acumulação solar.



Figura 3.12 - Depósito de Acumulação Solar [37]

3.2.7 Vaso de expansão

A sua função é absorver as dilatações do fluido contido em circuito fechado e produzidas pelo aumento de temperatura. São dispositivos que podem ser utilizados quer nas instalações de aquecimento quer nas de produção de AQS.

3.2.7.1 Instalação

É aconselhável instalar os vasos de expansão na tubagem que tem água à temperatura mais baixa (preferencialmente na linha de aspiração da bomba de circulação).

A tubagem de conexão do vaso de expansão não deve ser isolada termicamente e deverá ter volume suficiente para arrefecer o fluido (água ou mistura de água com anticongelante) antes de alcançar o vaso de expansão.

Não é permitida a inserção de válvulas de corte para isolar hidraulicamente o vaso de expansão.

3.2.7.2 Especificações

Os vasos de expansão são pré-carregados com azoto. A pressão de pré-carga pode ser alterada com ar comprimido. [38]



Figura 3.13 - Vaso de expansão para instalações de aquecimento [38]

3.2.8 Sistema de apoio

As instalações solares térmicas podem estar dimensionadas para satisfazer a totalidade das necessidades de AQS, com o recurso a um apoio energético, quando a capacidade do sistema solar não é suficiente para as necessidades.

Tal como referido na introdução, a energia disponibilizada pelo Sol depende da estação do ano e da latitude do lugar, com diferenças significativas de valor entre o norte e o sul geográfico e o mês considerado. Dado este facto, se o utilizador determinar ser autossuficiente, estará certamente com uma instalação sobredimensionada no Verão. Este sobredimensionamento deve ser evitado, mas, para tal, terá de recorrer ao sistema de apoio durante o Inverno.

O sistema de apoio energético pode ser uma resistência eléctrica, outro acumulador ou um sistema de gás associado ao solar (caldeira mural a gás).



Figura 3.14 - Esquentador a gás [39]

3.2.9 Central de controlo

A água quente fornecida pelo sistema solar necessita de controlo pelo menos em duas situações específicas:

- Manter a temperatura da água no acumulador.
- Arrancar o sistema de apoio quando o solar não pode satisfazer a procura.

Para essas ações de controlo, as instalações solares incorporam um regulador eletrónico, frequentemente de controlador diferencial, ao qual são transmitidas informações das temperaturas dos pontos mais significativos (nomeadamente, à saída do coletor e na parte inferior do depósito de acumulação) mediante sondas introduzidas no circuito hidráulico. [40]



Figura 3.15 – Controlador Solar [41]

3.2.10 Canalização e acessórios

Este grupo envolve um grande número de acessórios específicos e básicos, entre os quais se incluem os seguintes:

- Tubagens entre os coletores e o acumulador, tubagens da água fria de entrada, tubagens de saída de água quente, e outras ligações de auxílio (p.e. para o esvaziamento do sistema);
- Isolamento térmico para as tubagens da água quente. Com a aplicação deste isolamento pretende-se evitar perdas energéticas e, também, evitar queimaduras acidentais para os utilizadores do sistema (p.e. durante as operações de manutenção);
- Sondas de temperatura e manómetros a instalar em diferentes pontos do circuito hidráulico;
- Válvulas de corte, misturadoras, etc.
- Purgadores manuais ou automáticos para extrair o ar do circuito.

3.3 Interligação de coletores

A montagem de coletores é uma das operações mais importantes numa instalação solar. As possíveis interligações de coletores para formar uma bateria de coletores são: em paralelo, em paralelo de canais e em série.

3.3.1 Coletores em paralelo

São interligados em paralelo os tubos de entrada e das saídas dos painéis envolvidos na instalação.

Esta montagem aumenta o caudal, uma vez que o total deste irá corresponder à soma dos caudais unitários de cada painel.

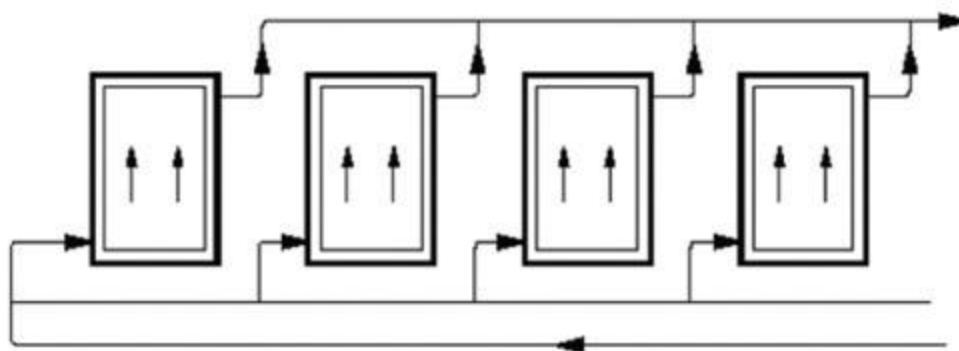


Figura 3.16 - Associação em paralelo de painéis solar térmicos [42]

3.3.2 Coletores em série

Com a disposição em série, consegue-se aumentar a temperatura do fluido térmico. Deve-se ter em conta que cada painel incrementa a temperatura do fluido que o percorre interiormente, o que supõe que o incremento final é dado pela soma de incrementos parciais.

O caudal não varia mas sim o salto térmico, o que provoca uma redução de rendimento, motivo pelo qual se limita o número de painéis a interligar. A ligação de entrada a cada fila realizar-se-á pelo tubo de ligação inferior do primeiro coletor e a saída pelo tubo de ligação superior do último coletor da linha. Para calcular o número máximo de coletores que podem ser ligados em série, é imprescindível ter em conta que a temperatura nos últimos pode ser elevada e provocar danos nos materiais ou a formação de vapor no circuito. Não obstante, existe uma acentuada queda do rendimento nos últimos coletores da série. [43]

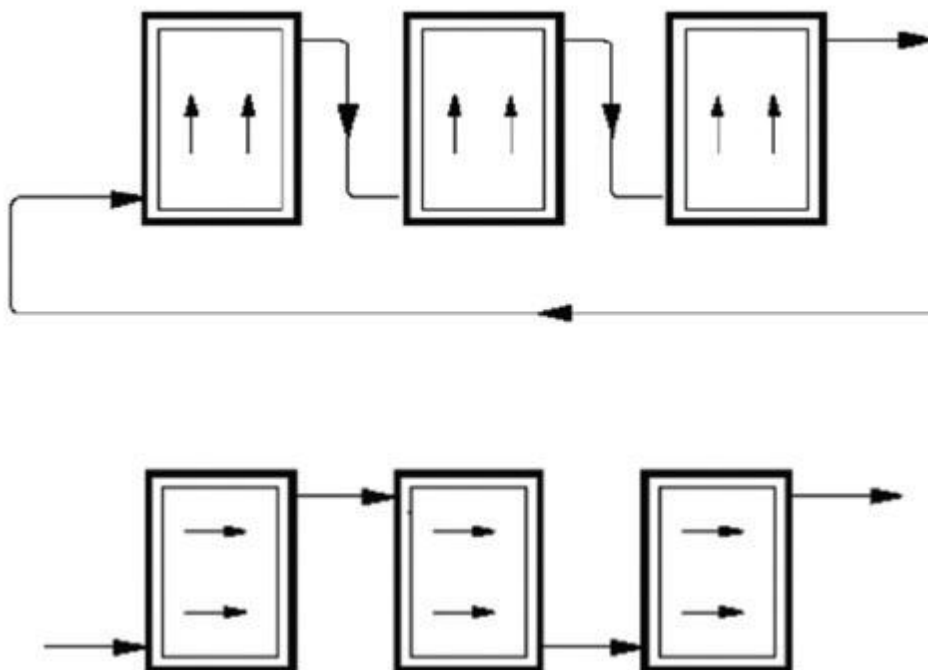


Figura 3.17 - Associação em série de painéis solar térmicos [42]

3.3.3 Coletores em paralelo de canais

A interligação de coletores em paralelo de canais é uma variável da primeira interligação especificada, com a diferença (vantagem) de ter um comprimento inferior das tubagens. A quantidade máxima de coletores ligados em paralelo de canais será de quatro, a menos que o construtor justifique uma capacidade superior. [43]

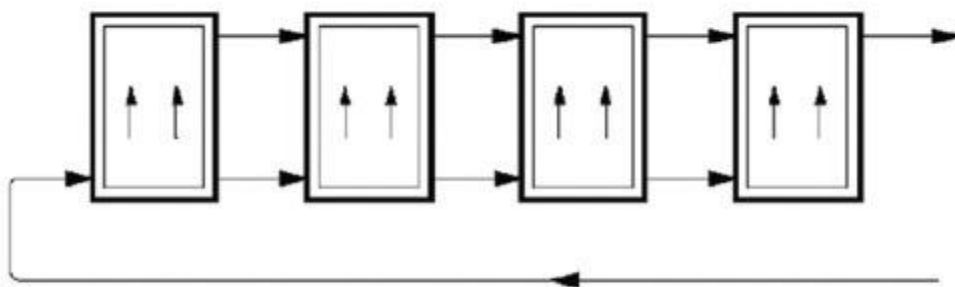


Figura 3.18 – Associação em paralelo de canais de painéis solar térmicos [42]

3.3.4 Resumo de interligação de coletores

Na disposição dos (bateria de) coletores há que ter presente, os seguintes critérios: [43]

- A conexão entre as filas de coletores deve assegurar que o trajeto hidráulico seja igual para todos, de modo a deter perdas de carga e caudais similares em todos eles. Caso esta situação não se verifique, os saltos térmicos nos coletores, que procedem diretamente do caudal, serão distintos uns dos outros, reduzindo-se o rendimento da instalação;
- O caudal específico nos coletores deve ser o caudal recomendado, para garantir um bom coeficiente de transmissão de calor entre o absorsor e o fluido;
- O comprimento das tubagens deve ser o mais curto possível, para minimizar as perdas de carga e de calor. As perdas de calor em tubagens e acessórios devem reduzir-se ao mínimo, evitando espaços mal isolados e pontes térmicas;
- Para evitar fugas de líquido e, em consequência, a redução de pressão, instala-se uma camada de *teflon* nas roscas dos canais antes da instalação dos tampões ou outro acessório do circuito hidráulico;
- A instalação permitirá uma simples montagem e desmontagem dos coletores.

Após uma abordagem aos equipamentos e configurações, apresentam-se os cálculos relativos aos sistemas solares térmicos.

3.4 Cálculos relativos ao sistema solar térmico

3.4.1 Consumo de AQS

Os consumos de AQS são dados que se podem obter: [44]

- Diretamente: Mediante dados de consumo medidos em anos anteriores, proporcionados pelo utilizador, através de medições diretas no contador de água quente. Devem ser justificados.
- Com estimações: Quando não se conhecem dados da instalação.

A partir dos consumos unitários e da percentagem de ocupação, estima-se a procura mensal de AQS.

Segundo [45], o consumo de referência de água quente sanitária para utilização em edifícios de habitação é de 40l de água quente por pessoa e por dia.

Através de faturas de combustíveis: Quando se conhece o consumo de combustível utilizado em cada mês para AQS, pode-se calcular o consumo diário, como se visualizará no dimensionamento de exemplo.

3.4.2 Distância entre coletores

“A separação entre linhas de coletores estabelece-se de tal forma que às 12,00 horas solares do dia mais desfavorável (altura solar mínima no solstício de Dezembro) a sombra da aresta superior duma fila tem que projetar-se, no máximo, sobre a aresta inferior da fila seguinte. Em equipamentos que se utilizem todo o ano (AQS), o dia mais desfavorável corresponde a 21 de Dezembro. Neste dia, a altura mínima do sol às 12,00 horas solares tem o seguinte valor:”

[43]

$$h_0 = (90^\circ - \textit{latitude do local}) - 23.5^\circ \quad 3.1.$$

h_0 = altura solar no solstício ao meio dia.

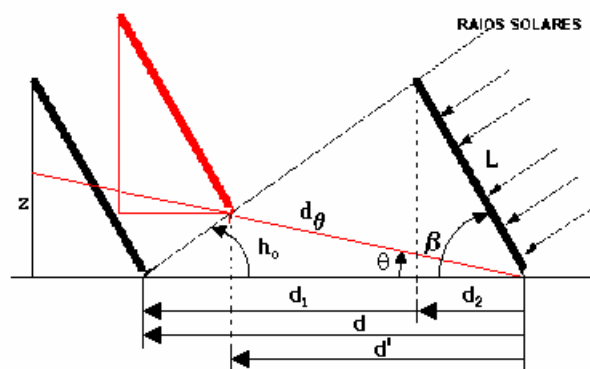


Figura 3.19 - Distância mínima entre coletores [43]

Da Figura 37, observamos que a distância mínima d entre filas de coletores é:

$$d = d_1 + d_2 = z/\tan h_0 + z/\tan \beta = L \times (\sin \beta/\tan h_0 + \cos \beta) \quad 3.2.$$

Se as filas de coletores se dispuserem sobre uma superfície não horizontal, mas sim uma superfície inclinada com ângulo θ , a distância mínima d_0 entre filas de coletores é:

$$d' = L \times [(\sin(\beta - \theta)/\tan(h_0 + \theta) + \cos(\beta - \theta))] \quad 3.3.$$

$$d_{\theta} = d' / \cos \theta$$

3.4.3 Estudo de um coletor

3.4.3.1 Efeito de estufa

“Corpo negro é aquele que absorve toda a radiação incidente mas é também aquele que, a uma dada temperatura consegue emitir mais energia por radiação. Se colocarmos uma superfície plana bem orientada à radiação solar, absorverá a energia incidente, aumentando de temperatura até atingir o equilíbrio térmico (perdas = ganhos).

Para a captação solar interessa-nos um corpo que absorva como um corpo negro e emita pouco, nascendo de aqui o conceito de **superfície seletiva.**” [43]

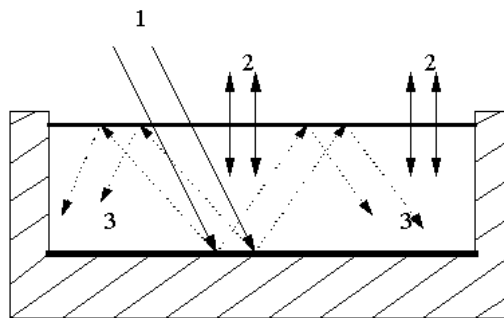


Figura 3.20 - Efeito de estufa de um coletor solar térmico [43]

- 1- Radiação solar incidente.
- 2- Radiação emitida pela cobertura ao aquecer.
- 3- Radiação refletida no interior do coletor e que não escapa para o exterior.

Chama-se **corpo transparente** àquele que deixa passar a radiação eletromagnética. A luz trespassa o vidro e chega ao absorvedor. Este aquece e emite radiação com um comprimento de onda maior, para o qual o vidro é opaco, não conseguindo escapar para o exterior, contribuindo assim para aquecer ainda mais a superfície do absorvedor. Este último fenómeno é conhecido como **efeito de estufa**. A cobertura transparente reduz consideravelmente as perdas térmicas por convecção entre o absorvedor e o ambiente exterior.

3.4.3.2 Balanço energético

Visto que a radiação solar varia ao longo do dia e de um dia para o outro dependendo da nebulosidade e da época do ano, as condições de trabalho do coletor solar variam.

Supondo **condições estacionárias**, ou seja, valores constantes para todos os parâmetros que intervêm, um coletor imóvel que receba a radiação solar uniformemente repartida e de forma

constante, através do qual circula o fluido térmico com um determinado caudal, terá o seguinte balanço energético [43]:

$$P_i = P_u + P_p \quad 3.4.$$

P_i = Potência incidente total por unidade de tempo

P_u = Potência útil recolhida pelo fluido térmico

P_p = Potência perdida por dissipação para o exterior

sendo:

$$P_i = A \times Ig \times \tau \times \alpha \quad 3.5.$$

$$P_p = A \times U_L \times (t_c - t_a) \quad 3.6.$$

logo:

$$\begin{array}{ll} \text{Equação de} & P_u = A \times [Ig \times \tau \times \alpha - U_L \times (t_c - t_a)] \\ \text{Bliss} & \end{array} \quad 3.7.$$

A = Área de abertura do coletor [m^2]

Ig = Radiação global incidente sobre o coletor por unidade de área

τ = Transmitância da cobertura

α = Absortância do coletor

U_L = Coeficiente global de perdas

t_c = temperatura média da placa absorvora [$^{\circ}\text{C}$]

t_f = temperatura média do fluido [$^{\circ}\text{C}$]

t_a = temperatura ambiente [$^{\circ}\text{C}$]

Não se pode calcular de forma simples a temperatura média da placa absorvora t_c , mas é possível conhecer-se a temperatura t_f do fluido térmico no coletor com suficiente exatidão. Esta pode obter-se de forma simples calculando a média entre a temperatura do fluido à entrada t_e e à saída t_s do coletor.

$$t_f = \frac{(t_e + t_s)}{2} \quad 3.8.$$

Ao substituir a temperatura da placa absorvedora t_e , em princípio desconhecida, pela temperatura do fluido t_f é necessário introduzir um fator corretor, F' (**fator de irrigação**), sempre inferior à unidade e que faz diminuir a potência disponível. Este fator depende das características da placa e do caudal do fluido.

Substituindo na equação 3.7.

$$P_u = A \times F' \times [I_g \times \tau \times \alpha - U_L \times (t_f - t_a)] \quad 3.9.$$

3.4.3.3 Curva característica e rendimento instantâneo

O rendimento do coletor é determinado pela relação entre a energia captada e a recebida. A equação 3.10. define o rendimento:

$$\eta = P_u / (A \times I_g) \quad 3.10.$$

Substituindo o valor P_u na equação 3.9.

e sendo

$$T^* = [(t_f - t_a) / I_g] \quad 3.11.$$

obtemos

$$\eta = F'(\tau\alpha) - (F' \times U_L) \times T^* \quad 3.12.$$

Para um caudal determinado e com $(\tau\alpha)$ e U_L constantes, a equação desta curva característica do coletor pode assemelhar-se com uma reta:

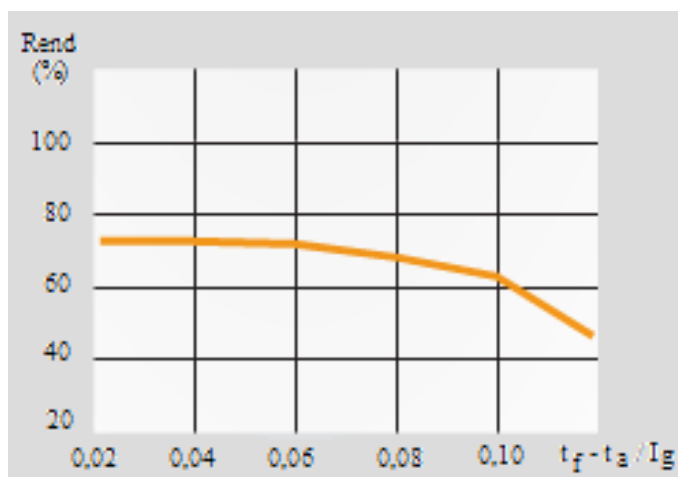


Figura 3.21 - Curva de Rendimento Instantâneo do Coletor [46]

Observa-se que o rendimento do coletor diminui à medida que a temperatura média do fluido (t_f) sobe. Quando $(t_f - t_a)/I_g$ é nulo (a temperatura média do fluido é igual à temperatura ambiente) o rendimento designa-se por **rendimento ótico**. Quando a temperatura de saída for igual à temperatura de entrada, o rendimento é nulo e o coletor atinge a temperatura de estagnação (máxima temperatura que o coletor pode atingir para determinadas temperatura ambiente e radiação).

Para a maioria de coletores comercializados, o modelo mais adequado de cálculo é de 2º grau, pois o valor de U_L não é constante:

$$U_L = U_{L0} + U_{L0} \times (t_f - t_a) \quad 3.13.$$

$$\eta = F'(\tau\alpha) - (F'U_{L0}) \times T^* - (F'U_{L0}) \times T^{*2} \quad 3.14.$$

A tabela seguinte representa as características de 3 modelos comercializados da marca Vulcano[®], FKT-2S, FKC-2S e FCC-2S (painéis seletivos de acordo com os dados técnicos divulgados no catálogo solar da própria marca).

Vulcano	PremiumSun FKT-2S	WarmSun FKC-2S	Compacto FCC-2S
Rendimento Ótico	0,794	0,766	0,761
Coef. Perda linear [W/m ² .K]	0,386	3,216	4,008
Coef. Perda quadrática [W/m ² .K ²]	0,013	0,015	0,013
Altura do coletor [m]	2,170	2,017	2,026
Largura do coletor [m]	1,145	1,145	1,145
Área Total [m ²]	2,55	2,37	2,09
Área de Abertura [m ²]	2,426	2,250	1,936
Volume do Coletor [L]	1,61	0,94	0,80

Tabela 3.1 - Comparação de coletores solares térmicos (condições de rendimento ótico) [4].

3.4.4 Cálculo do vaso de expansão

Nas instalações solares que possam estar em estagnação (para evitar fugas do líquido), os vasos de expansão devem poder conter as dilatações do líquido e o vapor que pode formar-se.

O volume de um vaso de expansão fechado para instalações hidrossanitárias com armazenamento é calculado aplicando a seguinte equação 3.15. [38]

$$V = \frac{e \times C_a}{1 - \frac{P_{in.}}{P_{fin.}}} \quad 3.15.$$

V = Volume do vaso [l]

e = Coeficiente de expansão da água. Calculado com base na diferença máxima entre a temperatura de água fria de alimentação e a de água quente armazenada.

C_a = Volume de água aquecida [l]

$P_{in.}$ = Pressão absoluta inicial [bar]. Representada pela pressão máxima de entrada + pressão atmosférica (1 bar). Na prática, é a pressão de pré-carga a frio com aumento de 1 bar.

$P_{fin.}$ = Pressão absoluta final [bar]. Representada pela pressão máxima de entrada + pressão atmosférica (1 bar). Na prática é a pressão de regulação da válvula de segurança aumentada de 1 bar.

3.4.5 Caudal ótimo de um coletor

Ao misturar anticongelante uma diminuição do seu calor. O aumento do caudal aumenta a transferência de calor, mas também implica um aumento da potência consumida pela bomba pelo que a partir de um certo valor, não vale a pena aumentá-lo pois ganho térmico deixa de ser significativo. **O valor aconselhado para o caudal depende do coletor e das características do fluido** [43].

O caudal de fluido de transferência térmica nos coletores será o seguinte:

$$\begin{aligned}
 \text{Caudal [kg/s.m}^2\text{]} &= 10 F'U_L / C_p \\
 \text{Caudal [kg/s]} &= \left(\frac{10 F'U_L}{C_p}\right) \times A^* \\
 \text{Caudal [kg/h]} &= \left(\frac{10 F'U_L}{C_p}\right) \times A^* \times 3600 \\
 \text{Caudal [m}^3\text{/h]} &= \left(\left(\frac{10 F'U_L}{C_p}\right) \times A^* \times 3600\right) \div \rho_{\text{solução}} \\
 \text{Caudal } \left[\frac{1}{\text{min.}}\right] &= \left(\left(\left(\frac{10 F'U_L}{C_p}\right) \times A^* \times 3600\right) \div \rho_{\text{solução}} \times 1000\right) \div 60
 \end{aligned} \tag{3.16}$$

Sendo

A^* = Área de abertura total do(s) coletor(es). [m²]

$F'U_L$ = Coeficiente de perdas linear do coletor. [W/m².K]

C_p = Calor específico a pressão constante. [J/kg.K]

3.4.6 Estrutura de suporte

Os coletores solares devem ser aproximadamente orientados a Sul, pelo que o vento que apresentará maior perigo vem de Norte uma vez que exercerá forças de tração. [47]

$$f_1 = f \cdot \sin \alpha$$

$$f = p \cdot S \cdot \sin \alpha$$

$$f_1 = p \cdot S \cdot \sin^2 \alpha \quad 3.17.$$

S : superfície de coletor [m^2]

α : ângulo de inclinação com a horizontal

p : pressão frontal do vento, pressão que exerceria sobre uma superfície perpendicular ao mesmo [N/m^2]. Depende da velocidade.

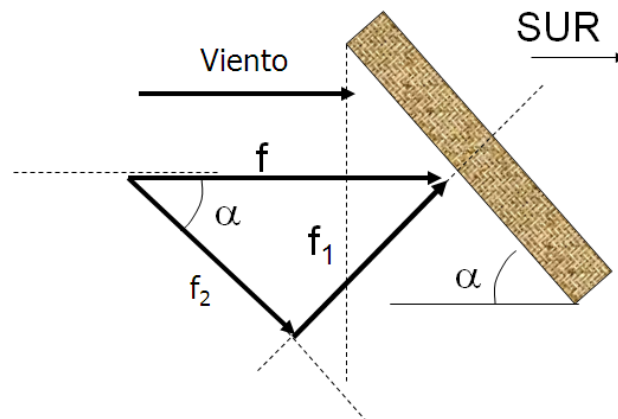


Figura 3.22 - Forças de tração de coletor [47]

Porém, o cálculo da estrutura de suporte de coletores não se pode efetuar baseado apenas na força de tração, já que esta se baseia em valores de pressão estáticos para um determinado momento. De notar que existem *softwares* que permitem tal cálculo.

Os fabricantes definem o valor máximo (nomeadamente em peso) que a estrutura consegue suportar.

3.4.7 Tubagem

Para o cálculo do diâmetro interior de tubagem do circuito primário utiliza-se a equação 3.18.

$$Q = A \times v$$

$$Q = \frac{\pi \times d^2}{4} \times v \quad 3.18.$$

sendo:

Q = Caudal [m^3/s]

V = Velocidade de circulação do fluido térmico [m/s]

A = Área da secção circular [m^2]

Para além da fórmula anteriormente apresentada, para o dimensionamento da tubagem de cobre devem-se considerar os seguintes pressupostos:

1. O valor adotado para a perda de carga unitária será $\leq 40 \text{ mm.c.a./m.}$;
2. Velocidade no circuito primário $\leq 1,5 \text{ m/s.}$

3.4.8 Bomba de circulação

Todas as bombas de circulação têm uma curva característica de ΔP (perda de carga), em função do caudal.

O ponto de funcionamento de uma bomba corresponde à intersecção entre a curva característica da instalação e a curva característica da bomba. Através desse ponto, temos o caudal que pode ser bombado naquela instalação.

Compreendendo os princípios teóricos dos sistemas solares seguiremos para a descrição de ações efetuadas no contexto do estágio.

4 Atividades desenvolvidas no decorrer do Estágio

Após a descrição dos princípios, das tecnologias e características dos equipamentos que compõem os sistemas solares, segue-se a descrição de atividades efetuadas no contexto do Estágio. Começamos pelas ações no âmbito da Energia Solar Fotovoltaica.

4.1 Ações de manutenção dos sistemas solares fotovoltaicos

As ações de manutenção decorreram em diversas estações de telecomunicações nas quais a NetPlan, tem implementado sistemas de microprodução, localizadas por todo o país, e principalmente na Central Solar Fotovoltaica Monte da Vinha, em Ferreira do Alentejo.

A Central Solar Fotovoltaica Monte da Vinha (para venda de energia elétrica à rede pública) tem uma potência instalada de 1,8 MW, constituída por 40909 módulos fotovoltaicos de filme fino (a-Si) (painéis da Solar Plus com potência nominal de 44 Wp), 288 inversores (inversores da SMA com potências de 6 kW e 7 kW), 96 quadros parciais, distribuídos por cinco quadros de parque e dois postos de transformação.

Os inversores encontram-se interligados com os 5 quadros de parque, sendo estes equitativamente distribuídos pelas três fases do sistema. Por fim, os 5 quadros de parque são interligados aos dois postos de transformação, que por sua vez injetam a corrente gerada na rede de média tensão.

A produção desta central evita a emissão de aproximadamente 2320 toneladas de CO₂/ano.

As atividades de manutenção foram realizadas conforme as necessidades das mesmas.

A realização de ações de manutenção em estações de telecomunicações é dotada de um documento interno da empresa NetPlan, nomeado de Microprodução O&M, onde são explícitas as atividades de manutenção desenvolvidas.

As ações descritas em seguida são atividades de manutenção preventiva. Consistiram sobretudo em:

- Limpeza dos módulos solar fotovoltaicos, devido a sujidades acumuladas sobre a superfície do painel (excrementos de aves, poeiras, entre outras...). **A limpeza deverá ser efetuada periodicamente por forma a não influenciar o rendimento da instalação**, bem como algum dano associado à inexistência de produção de módulos solares. A periodicidade da ação depende bastante do fator localização.



Figura 4.1 - Módulos Solar Fotovoltaicos, Estação de Telecomunicações.

Como podemos visualizar na Figura 4.1, os módulos solar fotovoltaicos apresentam sujidade. A existência de sujidade prende-se pelo facto da estação de telecomunicações se localizar em meio rural, e estar constantemente exposta a poeiras. A sujidade é mais visível em módulos de filme fino (neste caso, silício amorfo) que em módulos de silício cristalino.

Depois de efetuada a limpeza dos módulos solar fotovoltaicos, o sistema torna-se mais eficiente.

- Inspeção do estado das ligações elétricas dos equipamentos e das cablagens. As ligações elétricas devem ser inspecionadas regularmente por forma a evitar possíveis avarias na instalação. Entre as ações efetuadas neste parâmetro destaco a limpeza das ligações, e o reajuste para assegurar um ótimo contacto elétrico dos equipamentos.



Figura 4.2 - Conector do módulo solar fotovoltaico, Central Solar Fotovoltaica Monte da Vinha

Neste caso, o conector (SunCon BM5258 da HIRSCHMANN®) de ligação do módulo solar fotovoltaico estava quebrado pelo que se teve de proceder à sua reparação.

- Verificação da estanquidade das caixas de ligação. Qualquer modificação dos cabos por efeito de humidade ou afim provoca baixas consideráveis de energia.

A próxima figura ilustra a vista interior de uma *junction box*.



Figura 4.3 - Junction Box, Estação de Telecomunicações.

- Verificação do estado da estruturas de suporte do painel solar fotovoltaico e a sua ancoragem, caso a ação do vento tenha alterado a pressão dos parafusos, ligações com a terra, orientação ou inclinação. A estrutura de suporte não deve apresentar vestígios de óxido, e caso isso aconteça deve-se proceder ao tratamento anti corrosão do(s) material(ais).

Numa instalação fotovoltaica existiu a necessidade de substituição de um atuador linear de um seguidor solar. A ação do vento torceu o atuador em questão (Figura 4.4), e quebrou um módulo fotovoltaico, pelo que, teve de se proceder à sua substituição. Para prevenir deformações ou ocorrência de estragos num futuro próximo, procedeu-se à verificação do

estado da estrutura de suporte, dos pontos de fixação dos módulos fotovoltaicos (retirar os módulos e voltar a colocar no respetivo lugar, reapertando-os) e estado da cablagem elétrica (averiguação de cabos trilhados ou soltos, caminho de cabos).



Figura 4.4 - Atuador linear de um seguidor solar

Entre outras ações de manutenção, nomeadamente ações de manutenção corretivas (algumas de emergência) encontram-se a substituição de módulos solar fotovoltaicos e inversores na Central Solar Fotovoltaica Monte da Vinha.



Figura 4.5 - Módulo Solar Fotovoltaico danificado, Central Solar Fotovoltaica Monte da Vinha.

Como podemos observar na Figura 4.5, o painel solar encontra-se danificado. Este tipo de dano pode originar ausência parcial ou total de produção de energia elétrica. Somente no local, medindo o *array* fotovoltaico e comparando com os demais, se podem tirar conclusões, sabendo de antemão que o valor dos *arrays* pode ser distinto pois a radiação pode ser diferente, em função de sua posição.

Todas as substituições de equipamentos são identificadas (o local exato, data da ocorrência, o número do módulo em questão ou número de série do inversor ou outro equipamento), descritas num documento interno da empresa e reportada ao responsável pela atividade da central fotovoltaica.

4.2 Substituição de varistores

No decorrer do estágio procedeu-se à substituição dos varistores¹² na Central Solar Fotovoltaica Monte da Vinha, em Ferreira do Alentejo e na Central Fotovoltaica de Valadas, em Ferreira do Zêzere.

A Central Fotovoltaica de Valadas, freguesia de Ferreira do Zêzere (para venda de energia elétrica à rede pública) tem uma potência instalada de 360 kW, constituída por 8570 módulos fotovoltaicos de filme fino (a-Si) (painéis da Solar Plus com potência nominal de 40 Wp).

A produção desta central evita a emissão de aproximadamente 316 toneladas de CO₂/ano.

A Figura 4.6 mostra o panorama interior do inversor SMC 7000HV, da marca SMA®, inversor localizado na Central Solar Fotovoltaica Monte da Vinha.

O inversor SMC 7000HV detém as (principais) seguintes características:

- Tensão máxima de entrada (DC): 800 V
- Corrente máxima de entrada (DC): 23 A
- Intervalo de tensão em MPP (DC): 335-560 V
- Potência nominal (AC, a 230 V e 50 Hz): 6650 W
- Potência máxima aparente (AC): 7 kVA

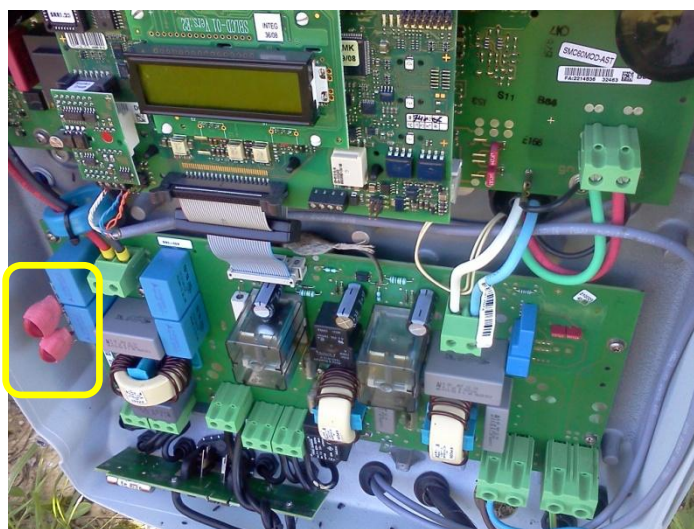


Figura 4.6 – Vista interna do Inversor SMC 7000HV

¹² Varistor ou VDR (do inglês *Voltage Dependent Resistor*) é um componente eletrónico em que o valor de resistência elétrica é uma função inversa da tensão elétrica aplicada nos seus terminais. Isto é, à medida que a diferença de potencial sobre o varistor aumenta, a sua resistência diminui.

Sendo os varistores peças de desgaste cuja função se deteriora com o esforço repetido resultante de sobretensões, é possível que um dos varistores com controlo térmico tenha perdido a sua função de proteção. [48]

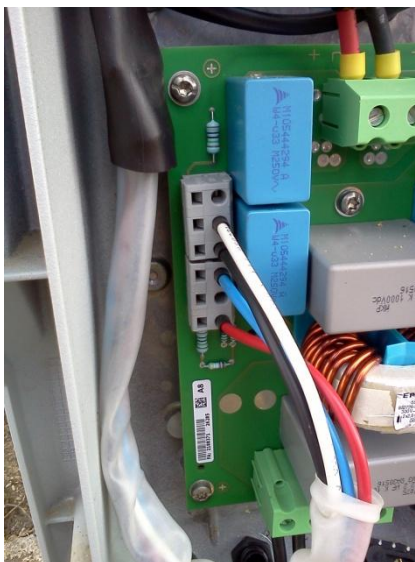


Figura 4.7 - Inversor SMC 7000HV, com varistor substituído.

4.3 Prospeções de locais para instalações de microprodução

No âmbito do estágio foram realizadas também prospeções de locais para a instalação de sistemas solares fotovoltaicos, nomeadamente instalações de microprodução. As ações ocorreram em estações de telecomunicações e edifícios unifamiliares.

A realização destas atividades é auxiliada por um documento interno da empresa NetPlan designado “Auto de Vistoria” (criado para a execução de prospeções com vista a implementação de sistemas fotovoltaicos), de instrumentos de navegação, bússola ou mais recentemente GPS (do inglês *Global Positioning System*, Sistema de Posicionamento Global), equipamentos de medida, ex. fita métrica, e um dispositivo para capturar imagens, máquina ou câmara fotográfica. Para registo da inclinação do telhado pormenorizadamente, pode-se recorrer a um transferidor normal ou transferidor de fio-de-prumo, ou calcular a inclinação do telhado.

O fator mais importante para a prospeção de locais para instalações fotovoltaicas é o local da instalação. É fundamental conhecer bem o local de instalação, sendo que uma visita ao local se torna essencial de forma a avaliar previamente as condições existentes e proporcionar um correto levantamento.

Durante a visita e fase de registo de dados, começa-se por averiguar os fatores relacionados com o local da instalação dos painéis fotovoltaicos. Por regra, opta-se por um local que admita uma ótima orientação e inclinação dos painéis fotovoltaicos, de modo a maximizar o rendimento da instalação. A orientação ideal é a do Sul geográfico, sendo a mais próxima possível deste ponto. A inclinação ideal está diretamente relacionada com a latitude do local. Posto isto, verifica-se qual a área disponível para determinar a quantidade de painéis a instalar, o posicionamento exato (telhado, cobertura, solo, outro...) e as características que definem o tipo de estrutura e fixação, a inclinação e a existência de obstáculos circundantes que possam provocar sombreamento.

A possível localização para a instalação do inversor é definida sabendo que este deve-se localizar num local relativamente próximo dos painéis fotovoltaicos, para minimizar as perdas do lado DC, se possível, num local protegido de fácil acesso, para possibilitar a visualização do estado do inversor, e identificar anomalias, caso sucedam.

Localizar do contador de consumo de energia. Esta ação é realizada com o intuito de definir a possível localização para a instalação do contador de produção de energia do sistema fotovoltaico. Deve-se situar no exterior, junto ao contador de consumo local se possível, e permitir o acesso permanente das entidades comercializadoras de energia.

Verificar o local para instalação de *Junction Box*, com interruptor de corte DC, e quadro elétrico equipado com disjuntor diferencial e interruptor(es) para proteção da instalação.

Verificar se o local contém ligador de terras da instalação. Os elementos da instalação de microprodução precisam de ligação à terra. Deste modo, torna-se necessário interligar o circuito de terra, com o circuito de terras existente. Caso o local não detenha instalação de terra, deve-se prever um local para a criação da rede de terras.

Identificar as possíveis distâncias entre os painéis e o inversor e entre o inversor e o contador de produção, para o dimensionamento dos cabos elétricos (para verificação da necessidade de instalação de calhas, abertura de roços, etc.)

Para as instalações de microprodução, é necessário averiguar o local para instalação do sistema solar térmico, e as devidas distâncias de ligação aos pontos de consumo, dependendo do tipo de sistema solar térmico a implementar.

4.4 Instalação de SUNNY WEBBOX

Sunny Webbox é um equipamento da marca SMA®, que permite monitorizar a instalação solar fotovoltaica. O objetivo da sua instalação, nomeadamente numa estação de telecomunicações, prendeu-se com a necessidade de registar e comunicar os dados da instalação, transmitindo-os *online* para o Portal da SMA. Este equipamento também permite, detetar avarias atempadamente, transmitindo-as para um contato telefónico através de

mensagem escrita. A figura seguinte ilustra o Sunny Webbox devidamente instalado e configurado através de antena GSM.



Figura 4.8 - SUNNY WEBBOX, SMA® [49]

Após descrever as atividades desenvolvidas no âmbito dos sistemas solares fotovoltaicos, referem-se de seguida as ações desenvolvidas nos sistemas solares térmicos.

4.5 Instalação de Sistema Solar Térmico

Em contexto de trabalho, no decorrer do Estágio, foram efetuadas atividades de instalação de sistemas solares térmicos. As atividades foram executadas em diversos locais, pelo que, é explícito, em geral, o modo de execução das instalações, juntando fotos correspondentes da ação.

4.5.1 Instalação da estrutura de suporte

A ancoragem dos coletores à estrutura do edifício depende da construção do telhado e das forças que atuam sobre ele, como consequência das sobrecargas de vento e/ou neve a que se encontra submetido.

As instruções de montagem da estrutura devem ser indicadas pelos fabricantes na sua documentação técnica.

Normas a cumprir:

- Caso necessário, realizar os cortes ou as furações para o ajuste e suporte da estrutura.

- Proteger a estrutura de suporte contra a corrosão, sempre que seja efetuado um trabalho de corte ou furação. A proteção é efetuada através de *sprays* indicados para o efeito.
- Em caso de perfuração da coberta do telhado, deverá garantir a estanquidade do mesmo com produtos adequados (p.e. silicone para telhas).



Figura 4.9 - Pormenor de perfuração de telha

Na Figura 4.9, ilustra a perfuração de telha e consequente aplicação de silicone para telhas de modo a garantir a estanquidade do telhado. Esta ação foi efetuada devido ao facto dos ganchos de fixação que constituíam o suporte do equipamento, não darem para ser aplicados na cobertura do telhado em questão.

- As estruturas de suporte com mais de um coletor, e uma ou mais baterias de coletores, devem estar corretamente alinhadas, e possuir distância suficiente para realizar as conexões de tubagem aos coletores e a colocação dos elementos necessários. A Figura 4.10 mostra uma instalação com vários coletores com a estrutura perfeitamente alinhada.

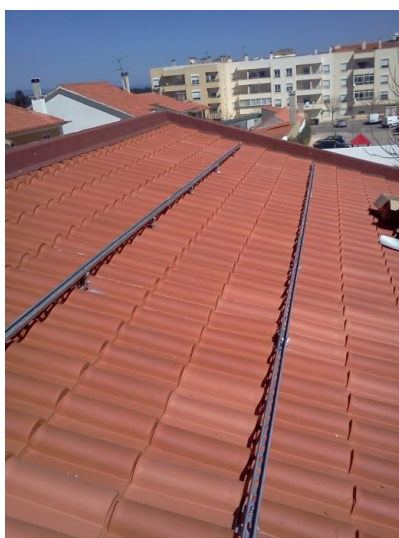


Figura 4.10 - Estrutura de vários coletores

4.5.2 Instalação dos coletores

De forma a conectar os coletores deve-se verificar as roscas das ligações. Estas não devem apresentar defeitos e estar perfeitamente alinhadas.

A instalação deve permitir a desmontagem, e posterior montagem, em caso de avaria e ou rotura.

A conexão dos coletores poderá realizar-se com acessórios metálicos ou manguitos flexíveis, normalmente ministrados (conjuntamente com os coletores ou não) pelos fabricantes ou fornecedores. Neste processo deve-se assegurar a estanquidade das conexões a pressões e temperatura de trabalho.

Terminada a montagem dos coletores e durante o tempo prévio de arranque do sistema prolongar-se, deverão tapar-se os coletores, de forma a não sobreaquecerem sem existir dissipação de calor.



Figura 4.11 - Instalação dos coletores solares térmicos

4.5.3 Instalação do depósito de acumulação

Para a montagem do depósito de acumulação, o instalador deve seguir as seguintes recomendações:

- Deve-se instalar de forma que se esvazie, sem necessidade de desmontar o mesmo.
- O acumulador deverá conter uma válvula de segurança para que a pressão do sistema não suba até à pressão máxima admissível do depósito.
- A placa de características do depósito de acumulação deve estar visível.

Em relação às conexões, estas diferem de modelo para modelo, mas devem possuir as seguintes características:

- A conexão da saída de água aos coletores (com inexistência de permutador de calor externo) deverá ser efetuada na parte superior (da serpentina inferior, caso tenha mais que uma) do acumulador.
- A alimentação de água fria do acumulador realiza-se na parte inferior. A alimentação deverá estar equipada com uma válvula de retenção para que a água quente do sistema, quando expandir, não retornar à água da rede.

O cliente deverá determinar a instalação de uma válvula redutora de pressão para que a válvula de segurança do depósito de acumulação não dispare às constantes flutuações da rede.

- A extração de água quente do acumulador realiza-se na parte superior.
- A drenagem realiza-se na parte inferior do depósito.

4.5.4 Instalação do grupo de circulação

A placa característica e a caixa de ligações elétricas da bomba de circulação devem estar visíveis.

A bomba de circulação instala-se na linha de água fria do circuito primário e em tubagem vertical, evitando as zonas mais baixas do circuito, e de forma a trabalhar com a altura manométrica adequada. Na aspiração da bomba, a pressão do circuito primário nunca deve ser inferior à pressão atmosférica.

Deve-se respeitar o sentido de fluxo da bomba, e o motor da bomba sempre com o eixo horizontal. A montagem será do tipo *in-line* já que o tubo faz de suporte da bomba.

Entre a aspiração e impulsão instala-se em paralelo à bomba, manómetros com as respetivas válvulas de corte para medir a perda de pressão do circuito.



Figura 4.12 - Instalação de Grupo de Circulação com Controlador Solar

4.5.5 Ensaios e arranque da instalação

Os ensaios preliminares, e subsequente arranque da instalação são:

- Verificação de uniões, soldaduras e juntas;
- Verificação do posicionamento e funcionamento de válvulas, acessórios e instrumentação;
- Limpeza do circuito solar;
- Enchimento e purga do circuito primário;
- Prova de estanquidade;
- Verificação dos grupos de segurança (vaso de expansão e válvulas de segurança);
- Enchimento do circuito primário com o fluido térmico de serviço;
- Regulação do caudal ótimo da instalação;
- Verificação do equilíbrio hidráulico do circuito;
- Proceder ao isolamento da tubagem meramente após comprovar a estanquidade do circuito.
- Caso o sistema seja provido, verificação do grupo de circulação, bem como o arranque da instalação para utilização efetiva.

Para executar os ensaios e arranque da instalação, recorre-se a um documento interno da empresa NetPlan, denominado de “Ficha de Instalação / Trabalhos”, que se baseia num registo de todas atividades descritas anteriormente.

4.6 Manutenção

As ações de manutenção dos sistemas solares térmicos, realizam-se novamente, com auxílio do documento “Ficha de Instalação / Trabalhos”. Este documento é importante para o correto desenvolvimento da instalação, registrar totalmente as atividades praticadas em cada instalação e proporcionar maior interação com e ao(s) técnico(s) responsável(eis).

A tabela seguinte apresenta uma (básica) lista de ações de manutenção preventiva e a frequência a efetuar em diversas instalações solares térmicas.

Componente a controlar	Características a controlar	Ações preventivas	Frequência [meses]
Coletor solar	Limpeza	Com água e detergente. Deverá ser efetuada ao amanhecer ou ao fim do dia.	6
	Coberta Transparente	Inspeção visual. Substituir o coletor em caso de rutura. Em caso de condensações acentuadas verificar a origem e corrigir.	6
	Carcaça (caixa)	Verificar deformação, oscilação e estado dos orifícios de respiração. Em caso de deformações da caixa o coletor deve ser substituído.	6
	Conexões	Procurar indícios de corrosão. Verificar aparecimento de fugas.	6
Estrutura de suporte	Estado	Verificar deformações, procurar indícios de corrosão (limpar, lixar e pintar) e apertar parafusos.	12
	Apertos	Verificar integridade das ligações roscadas, procurar indícios de corrosão.	6
	Tubagem	Inspecionar estado, fugas e a pressão dos vários circuitos hidráulicos.	6
	Isolamento	Verificar degradação (em especial os localizados à intempérie)	6
Circuito Hidráulico	Válvulas da instalação	Verificar o seu funcionamento.	6
	Fluido de circulação	Medição do pH do fluido térmico e a medição da temperatura de congelação com um refratómetro	6
	Purgador	Limpar e confirmar o correto funcionamento.	6
	Bomba de circulação	Estanquidade, tensão e corrente.	6
	Controlador solar	Limpeza e aperto dos bornes. Verificar parametrização.	12

Tabela 4.1 - Plano de manutenção

4.7 Execução de propostas de sistemas solares térmicos

Durante a realização do estágio, foram executadas propostas (de auxílio a um engenheiro projetista devidamente creditado) de sistemas solares térmicos, no âmbito do programa

QREN. Cada proposta teria de estar em conformidade com o respetivo caderno de encargos, fornecido anteriormente.

Numa primeira fase, apesar do caderno de encargos conter diversa informação sobre localização e quantidades de equipamento fundamental para o efeito, é necessário efetuar uma visita ao local para visualizar pormenorizadamente as condições no terreno, de modo a realizar um levantamento exato da instalação.

Em seguida, é executado um relatório climático e um relatório energético com recurso ao programa de *software* SolTerm[®] (programa determinado pelo LNEG para cálculo e dimensionamento de sistemas solares térmicos). Os pontos principais dos relatórios efetuados são: a fração solar e a produtividade da instalação.

Após ter-se recolhido e estudado inúmera informação sobre a instalação, é efetuada uma proposta para a instalação solar térmica. Esta proposta segue para uma comissão de avaliação, que a avaliará através de critérios definidos, técnica e economicamente a instalação. A comissão de avaliação envia as 3 melhores propostas para o cliente e para o financiador (neste caso o banco) que decidirão qual a proposta de instalação a escolher.

Caso a solução seja positiva, segue-se para o projeto de execução do sistema solar térmico, e posterior instalação do sistema. O projeto de execução contém uma memória descritiva e justificativa, esquemas de princípio e operacionalidades do sistema. Em anexo, deve conter entre outros documentos, o prazo de execução da obra, os certificados dos equipamentos propostos, e das entidades responsáveis pelo projeto e instalação. É pedido também, para entrega ao cliente, o manual de utilização e um plano de manutenção do sistema.

4.8 Apresentação de Produtos FAGOR

Durante a execução do Estágio, existiu a possibilidade de frequentar uma apresentação de novos produtos de aquecimento *confort*, esquentadores e termoacumuladores, relativos à marca FAGOR. [50 et 51]

Esta apresentação foi deveras interessante, pois possibilitou o contacto com algumas inovações tecnológicas e permitiu um esclarecimento técnico por parte do orador, sobre as diversas dúvidas existentes.

Nos termoacumuladores as principais informações foram: **tratamento** inovador **da envolvente** que permite aumentar em 50% a resistência à corrosão; nos **novos produtos ECO**, ilustrando apresentação renovada e acrescentando programas de emprego, permitindo poupança de consumo energético tendo em conta as necessidades dos usuários; **proteção** contra formação de gelo (sempre que a água acumulada for inferior a 5 °C, a(s) resistência(s) entra(m) em funcionamento automaticamente) e **anti-legionella** (se durante 30 dias a água quente acumulada não alcançar a temperatura de 70 °C, o termoacumulador atingirá este

valor, através de um ciclo automático, para higienizar a água eliminando o (possível) aparecimento de bactérias).

Em relação aos esquentadores baseou-se num inovador *software solar*, que determina se o esquentador funciona ou não, através da temperatura proveniente da instalação solar e da **regulação termostática eletrónica** selecionada pelo utilizador (teoricamente, permite uma redução de 40% de consumo de gás e 45% de água).

5 Conclusões

5.1 Futuro das tecnologias

As tecnologias da Energia Solar são uma ótima escolha e podem constituir numa expansão sustentável de produção de energia. Eis uma lista de fatores/medidas a estudar no futuro para o seu desenvolvimento [52 et 53]:

- Potencial redução dos custos dos sistemas
- Novos coletores de conversão térmica (p.e. materiais poliméricos, novas superfícies absorvora, concentração).
- Produção, otimização e instalação de módulos solar fotovoltaicos com eficiência superiores (através da evolução do rendimento das células solares).
- Adoção de inversores, baterias de acumuladores ou outros equipamentos com maiores ciclos de vida.
- Integração de energia solar nos edifícios – Conceito BIPV (*building integrated photovoltaics*). Uso de telhas fotovoltaicas, de coberturas e fachadas dos edifícios.
- Sistemas de armazenamento de mudança de fase integrados no material de construção.
- Aplicação industrial das tecnologias.
- Sistemas combinados de modo a ambicionar nZEB.
- Incentivos no desenvolvimento de novas aplicações.

5.2 Últimas Considerações

A realização do Estágio na empresa NetPlan – Telecomunicações e Energia, S.A. foi deveras benéfica, pois permitiu fortalecer alguns dos conhecimentos adquiridos ao longo da formação académica.

Neste relatório foram apresentados os sistemas solares como solução viável e simples para reduzir os consumos de combustíveis fósseis e emissões de gases para a atmosfera. Aguardo com esperança que Portugal continue a apostar gradualmente, através de incentivos fiscais ou outro tipo de apoios, nas energias renováveis, nomeadamente nas energias solares pois detêm um enorme potencial de desenvolvimento.

A atividades de colocação em serviço, por novas instalações ou por ações de manutenção, proporciona benefícios energéticos, financeiros e uma melhoria de comodidade dos utilizadores.

Ao colaborar na elaboração de propostas de sistema solar térmicos, foram estudados os aspetos fundamentais no seu projeto, servindo para ampliar os conhecimentos ao nível de *software*, e os seus principais componentes.

Através da realização de prospeções aos locais a implementar unidades de microprodução, obtive uma perceção técnica da conceção dos sistemas, e das dificuldades associadas. Esta ação é importante para evitar erros no planeamento e poder gerar os custos da instalação.

Finalizo o presente relatório com a convicção que o trabalho efetuado apresentou um elevado nível de evolução e incrementou as minhas relações pessoais e profissionais.

5.3 Referências bibliográficas

- [1] Portal Energia, Energias Renováveis – <http://www.portal-energia.com/energia-ondas-e-mares-vantagens-e-desvantagens/>
- [2] AGENEAL – Agência Municipal de Energia de Almada, <http://www.ageneal.pt/content01.asp?BTreeID=00/01&treeID=00/01&newsID=8>
- [3] Portal Energia, Energias Renováveis – <http://www.portal-energia.com/imagens/energiasrenovaveis/energiasrenovaveis.jpg>
- [4] “Catálogo Solar”, 2010. VULCANO®, www.vulcano.pt
- [5] GREENPRO & IST, “Energia solar térmica - manual sobre tecnologias, projeto e instalação.” Projeto ALTENER, 2004.
- [6] Fragoso, R., “Evolução legislativa em Portugal, O novo enquadramento legal do Sistema Certificação Energética dos Edifícios (SCE)”, ADENE, Miraflores, 16 de Dezembro de 2013.
- [7] Diário da República, 1.ª série — N.º 159, “**CAPÍTULO III / Artigo 27.º, Decreto-Lei n.º 118/2013**”, de 20 de Agosto.
- [8] GREENPRO & IST, “Energia solar fotovoltaica - manual sobre tecnologias, projeto e instalação.” Projeto ALTENER, 2004.
- [9] Susana Filipa Almeida Castro Viana, “Modelação de Micro-Sistemas Híbridos Fotovoltaicos/Eólicos para Produção Descentralizada”, Instituto Superior Técnico, Lisboa, Junho de 2010.
- [10] <http://www.energieolica.gub.uy/index.php?page=generalidades>
- [11] Adaptação de <http://www.osvaldocipriano.pt/down/microger.gif>
- [12] <http://files.rd9centralelectrica.webnode.pt/200000021-d06edd0ebc/Paineis%20Fotovoltaicos.png>
- [13] http://pt.wikipedia.org/wiki/C%C3%A9lula_solar
- [14] NREL - *National Renewable Energy Laboratory*, <http://www.nrel.gov/pv/thinfilmm.html>
- [15] Rui M. G. Castro, “Introdução aos Sistemas Fotovoltaicos”, Instituto Superior Técnico, Maio de 2009.
- [16] Susana Sofia Alves Freitas, “Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos”, Instituto Politécnico de Bragança, Novembro de 2008.

- [17] NREL - *National Renewable Energy Laboratory*, http://www.nrel.gov/ncpv/images/efficiency_chart.jpg
- [18] http://www.wikienergia.pt/~edp/index.php?title=C%C3%A9lula_fotovoltaica_multijun%C3%A7%C3%A3o
- [19] <http://www.ise.fraunhofer.de/en/press-and-media/press-releases/presseinformationen-2013/world-record-solar-cell-with-44.7-efficiency>
- [20] Mppt Solar, <http://www.mpptsolar.com/pt/paineis-solares-em-serie.html>
- [21] Mppt Solar, <http://www.mpptsolar.com/pt/paineis-solares-em-paralelo.html>
- [22] Sonnenschein SOLAR SB12/75 A, www.exide.com
- [23] ELD Solar STD *Black Datasheet*, ELDRA[®], www.eldra.nl
- [24] Portal das Energias Renováveis - http://www.energiasrenovaveis.com/DetailheConceitos.asp?ID_conteudo=42&ID_area=8&ID_sub_area=26
- [25] “Catálogo Energia Solar Térmica”, 2008. FAGOR[®], www.fagor.es
- [26] “*Coletor Solar Mediterraneo 200*”. BAXIROCA[®], <http://www.baxi.pt/home/>
- [27] Portal das Energias Renováveis - http://www.energiasrenovaveis.com/DetailheConceitos.asp?ID_conteudo=41&ID_area=8&ID_sub_area=26
- [28] “*Colectores Solares de Tubos de Vacío AR 20 y AR 30*”. BAXIROCA[®], <http://www.baxi.pt/home/>
- [29] <http://www.archiexpo.com/prod/solarfocus/flat-solar-thermal-collectors-65798-353784.html>
- [30] http://en.wikipedia.org/wiki/Roland_Winston
- [31] <http://www.voltimum.pt/artigos/diferentes-tecnologias-da-energia-solar-termica>
- [32] “*Swimming pool absorber HelioPool*”, ROTH WERKE[®], <http://www.roth-werke.de/roth-en/113.htm>
- [33] “Refratómetro RF-1”, Vertex Aquaristik[®], <http://www.vertexaquaristik.com/Products/MeasuringInstruments/Refractometer/RF1.aspx>
- [34] “*Estructuras Tejado Inclinado*”. FAGOR[®], www.fagor.es

- [35] AlfaNova 27, ALFA LAVAL[®], www.alfalaval.com
- [36] “Grupo de Circulação solar AGS”. VULCANO[®], www.vulcano.pt
- [37] “Depósito S Solar”. VULCANO[®], www.vulcano.pt
- [38] *Technical Brochure* 01079, “Vaso de Expansão para instalações de aquecimento Série 555”. CALEFFI[®], www.caleffi.pt
- [39] “Esquentador a gás Click!”. VULCANO[®], www.vulcano.pt
- [40] Tomás Perales Benito, “Práticas de Energia Solar Térmica”, Edições Técnicas Publindústria, 2009
- [41] “Central de Controlo B-SOL 050 R”. VULCANO[®], www.vulcano.pt
- [42] AIMinho – Associação Empresarial, “Guia de Orientação para a Utilização das Energias Renováveis nas Empresas”, Braga, Maio de 2010.
- [43] Eduardo Perez Lebeña (SPES) e Jorge Cruz Costa (DER, INETI), “Conversão térmica da Energia Solar”, INETI, Outubro de 2008.
- [44] *Junta de Castilla y León – Consejería de Industria, Comercio y Turismo*, “Energía Solar Térmica: Manual del Projectista”, EREN.
- [45] Diário da República, 2.ª série – N.º 234, “**Despacho (extrato) n.º 15793-I/2013**”, de 3 de Dezembro.
- [46] “Colector Solaria 2.4 AL AL”. FAGOR[®], www.fagor.es
- [47] “Cálculo de cargas de viento”, *Curso de Energía Solar*, PeritosVigo, 2007.
- [48] Instruções de instalação, SUNNY MINI CENTRAL 7000HV. SMA[®], <http://www.sma.de/>
- [49] Acesso rápido para a colocação em funcionamento, SUNNY WEBBOX. SMA[®], <http://www.sma.de/>
- [50] “Catálogo *Termos Eléctricos*”, Outubro de 2011. FAGOR[®], www.fagor.es
- [51] “Catálogo Esquentadores”, Setembro de 2011. FAGOR[®], www.fagor.es
- [52] João Farinha Mendes, “Energia Solar Térmica, Contribuição para a Estratégia Nacional para a Energia (ENE2020)”, LNEG, 2010.
- [53] António Joyce, “Energia Solar Fotovoltaica: o presente e o futuro”, Conferência Energia e Geologia – Desafios e Oportunidades, LNEG, 24 de Setembro de 2010.
- [54] WBO 302 Duo, WIKORA[®] - <http://www.wikora.de/>
-

- [55] Instituto Português do Mar e da Atmosfera, <http://www.ipma.pt/pt/oclima/extremos.clima/>
- [56] “*Technical Information*”, Tyfocor[®] L”, <http://www.resol.de/Produktdokumente/TYFOCOR-L.daten.pdf>
- [57] Documentação técnica do tubo Sanco[®], da marca KME, www.kme.com/en/sanco
- [58] Revista Hidráulica n.º21, “O dimensionamento das redes hidrossanitárias”, Marco e Mário Donitelli, Outubro 2003. CALEFFI[®], www.caleffi.pt
- [59] *Isophonic Pipe Clamp* Isofix M8/10, ISOFIX[®], www.isofix.es
- [60] Tubos PE-RT HELIROMA[®], <http://www.heliroma.com.pt/catalogo/pt/index.html>
- [61] “*Copper Tube in Domestic Water Services, Design and Installation*”, Copper Development Association, CDA Publication 33, Dezembro de 1999.
- [62] J. F. Mendes, Virgílio M. Oliveira, “Comprimentos Equivalentes”, Apontamentos Teóricos de Mecânica de Fluidos, em Engenharia Mecânica no ISEC, 2010/2011.
- [63] Válvulas de Esfera Madrid, ITAP[®], <http://www.itap.it/>
- [64] *Technical Brochure* 01005, “Válvula de retenção Série 3048”. CALEFFI[®], www.caleffi.pt
- [65] *Instruction Sheet* 28082, “Regulador de caudal com caudalímetro Série 255 e 256”. CALEFFI[®], www.caleffi.pt
- [66] *Technical Brochure* 01136, “Grupos de circulação para instalações solares, Série 255”. CALEFFI[®], www.caleffi.pt
- [67] *Technical Brochure* 01127, “Misturadoras termostáticas para instalações solares, Série 2521”. CALEFFI[®], www.caleffi.pt
- [68] DGEG/IP-AQSp, “Guia para Instaladores de Coletores Solares”, Lisboa, Abril de 2004, www.aguaquentesolar.com
- [69] *Technical Brochure* 01133, “Purgador de ar automático e torneira de interceção para instalações solares, Série 250”. CALEFFI[®], www.caleffi.pt
- [70] <http://sistemasolares.blogs.sapo.pt/2011/05/?page=2>

Outras referências bibliográficas:

- António Manuel de Moraes Grade, “Apontamentos Teóricos de Equipamentos Térmicos”, Lisboa, Instituto Superior de Engenharia de Coimbra.
- Ricardo Rüther, “Edifícios Solares Fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil”, LABSOLAR, Florianópolis, Brasil, 2004
- *Junta de Castilla y León – Consejería de Industria, Comercio y Turismo, “Energía Solar Térmica: Manual del Mantenedor”*, EREN.
- *Junta de Castilla y León – Consejería de Industria, Comercio y Turismo, “Energía Solar Térmica: Manual del Instalador”*, EREN.
- Diário da República, 1.^a série — N.º 47, Decreto-Lei n.º 34/2011, 8 de Março.
- Diário da República, 1.^a série — N.º 35, Decreto-Lei n.º 25/2013, 19 de Fevereiro.
- Diário da República, 1.^a série — N.º 207, Decreto-Lei n.º 118-A/2010, 25 de Outubro.
- S. T. Spencer, “Aspectos Energéticos na Conceção de Edifícios – Projectos de Energia Solar para Aquecimento”, ADENE, Almada, 8 de Julho de 2005.
- www.armacell.com
- www.grundfos.pt
- www.junkers.com
- www.cimmspa.com
- <http://www.novaenergia.net/forum/viewforum.php?f=47&start=25>
- <http://redciudades.net/blog/?tag=lei-solar-termica>

ANEXOS

Anexo A - Dimensionamento de sistema solar térmico de edifício unifamiliar

Este projeto refere-se à instalação de um sistema de energia solar térmica no edifício, considerando a potencialidade de poupança energética no consumo de águas quentes na sua atividade diária.

A.1. Princípio de funcionamento do sistema

A energia captada pelos coletores (circuito primário¹³) é transferida para a água existente num depósito solar através do permutador interno tubular.

A trasfega de energia dos coletores para o depósito solar é realizada através da tubagem devidamente isolada e de um grupo de circulação. A bomba contemplada no grupo de circulação é controlada automaticamente por um controlador diferencial. O controlo diferencial é feito entre a temperatura medida à saída do coletor de controlo e a temperatura medida no depósito solar.

O apoio ao sistema solar térmico será feito através de um esquentador a gás existente no local de instalação.

O depósito solar, instalado a montante, aquecerá a água fria proveniente da rede de águas. Por sua vez, o esquentador receberá, na sua entrada, água pré-aquecida do depósito de acumulação solar.

A.2. Dados relativos ao edifício

O edifício em estudo é uma moradia tipo T3, que detém 4 utilizadores em grande parte do ano.

A cobertura onde se localizarão os painéis solares térmicos é visitável através de andaime/escada e de fácil acesso, para proceder à manutenção do sistema. Considera-se uma **cobertura de telha lusa com estrutura de vigotas, com 15° de inclinação.**

Atualmente, o edifício está equipado com um **esquentador elétrico** que assegura as necessidades energéticas para produção de águas quentes sanitárias.

¹³ Considera-se o circuito primário, o circuito fechado entre os coletores solar térmicos e o depósito de acumulação solar.

A.3. Dados sobre o local

Com o relatório climático (Figura A.1) fornecido pelo programa SolTerm[®], obtêm-se dados sobre valores de irradiação, temperatura média ambiente, entre outros...

SolTerm 5.0							
Climatologia mensal associada aos Regulamentos Energéticos para Edifícios (DLs 78, 79 e 80 / 2006 de 4 de Abril)							
	Irradiação Solar Diária Horizontal (kwh/m²)			Temperatura Ambiente (°C)		Humidade relativa (%)	
	Global	Difusa	Directa	Mínima	Máxima	Média	Média
Janeiro	2,0	0,9	1,1	8,1	14,1	10,6	81
Fevereiro	2,9	1,3	1,6	8,7	15,2	11,5	79
Março	3,8	1,6	2,2	9,6	17,0	12,8	76
Abril	5,2	2,1	3,1	11,2	19,2	14,6	72
Maio	6,4	2,3	4,0	12,3	23,8	17,3	71
Junho	6,9	2,4	4,5	14,6	26,8	20,1	69
Julho	7,3	2,4	4,9	16,3	29,9	22,3	66
Agosto	6,8	2,2	4,6	16,5	30,3	22,6	64
Setembro	4,9	1,8	3,1	16,0	28,5	21,3	69
Outubro	3,5	1,4	2,0	14,5	22,4	17,8	74
Novembro	2,4	1,0	1,4	10,8	17,5	13,6	80
Dezembro	1,9	0,9	1,1	8,4	14,6	11,0	80
	Índice de claridade	fracção difusa (%)		Amplitude térmica (°C)			
Janeiro	0,45	45		6,1			
Fevereiro	0,48	46		6,4			
Março	0,47	42		7,4			
Abril	0,51	41		8,1			
Maio	0,54	37		11,4			
Junho	0,56	35		12,2			
Julho	0,61	33		13,6			
Agosto	0,63	32		13,8			
Setembro	0,55	36		12,5			
Outubro	0,51	42		7,9			
Novembro	0,49	43		6,7			
Dezembro	0,48	45		6,2			
Lisboa - Coordenadas Nominais: 28,73 °N ; 9,15 °W.							

Figura A.1 - Relatório Geográfico e Climático de Lisboa, SolTerm[®]

A.4. Necessidade de AQS

A determinação das necessidades de AQS constitui o fator com maior influência nos resultados da análise energética de um sistema solar térmico.

O consumo médio diário de AQS (em litros) nos edifícios de habitação é calculado a partir da equação 6.1. [45]

$$M_{AQS} = 40 \times n \times f_{eh} \quad 6.1.$$

Onde:

n – Número convencional de ocupantes de cada fração autónoma, definido em função da tipologia da fração sendo que se deve considerar 2 ocupantes no caso da tipologia T0, e $n+1$ ocupantes nas tipologias do tipo Tn com $n>0$.

f_{eh} - Fator de eficiência hídrica, aplicável a chuveiros ou sistemas de duche com certificação e rotulagem de eficiência hídrica, de acordo com um sistema de certificação de eficiência hídrica da responsabilidade de uma entidade independente reconhecida pelo setor das instalações prediais.

Para chuveiros ou sistemas de duche com rótulo A ou superior, $f_{eh} = 0,90$, sendo que nos restantes casos, $f_{eh} = 1$.

$$M_{AQS} = 40 \times 4 \times 1 = 160 \text{ l}$$

A quantidade de energia necessária para preparação de AQS (em kWh/ano) é calculada de acordo com a equação 6.2.

$$Q_a = (M_{AQS} \times 4187 \times \Delta T \times n_d) / 3600000 \quad 6.2.$$

Onde:

ΔT - Aumento de temperatura necessário para a preparação das AQS e que, para efeitos do presente cálculo, toma o valor de referência de 35°C.


n_d - Número anual de dias de consumo de AQS de edifícios residenciais que, para efeitos do presente cálculo, se considera de 365 dias.

$$Q_a = (160 \times 4187 \times 35 \times 365) / 3600000 = 2377,28 \text{ kWh/ano}$$

Para satisfazer esta produção, e com recurso ao programa SolTerm[®], optou-se por se instalar 2 (dois) coletores solares térmicos.

A.5. Coletores solares térmicos

Os coletores solares térmicos propostos são do tipo plano seletivo. O sistema contempla 1 (uma) bateria de 2 (dois) coletores solares térmicos da marca **FAGOR** modelo **SOLARIA – 2.4 AL AL**, certificados pelo Solar Keymark.



MARCA E MODELO	FAGOR SOLARIA-2.4 AL AL
DIMENSÕES	
Comprimento total (mm)	2.199
Largura total (mm)	1.082
Profundidade (mm)	95
Área total (m²)	2,40
Área de abertura (m²)	2,17
Área do absorvedor (m²)	2,14
Peso em vazio (kg)	43
Capacidade de fluido (L)	1,26
PRESSÕES DE PROVA E CAUDAL RECOMENDADO	
Pressão máx. de trabalho (bar)	8,0
Caudal recomendado (L/h.m²)	45,0
Perda de carga (mm c.a.) (qi=L/min)	1,85 qi2 + 7,32 qi
Fluidos compatíveis	Água com anti-congelante
QUALIDADES DE FABRICO	
Cobertura transparente	Vidro solar temperado de 3,20 mm de espessura ($\zeta=91\%$)
Carcaça	Aço galvanizado lacado epoxidicamente em cinzento
Absorvedor	Lâminas de alumínio soldadas por laser à grelha de cobre
Tratamento selectivo	Pintura negra selectiva solar
Relação da grelha	Colector secundário Ø 22 mm / grelha Ø 18 mm
Isolamento térmico do fundo	Poliuretano rígido injectado 25 mm + Lâmina de alumínio + Lã mineral 25 mm
Isolamento térmico da lateral	Poliuretano rígido injectado 25 mm + Lâmina de alumínio + Lã mineral 25 mm
Terminação posterior	Lâmina de polipropileno moldado
Selagem	Fita de EPDM
Ligações	B.S.P. fêmea de 3/4" em bronze (x4)
CURVAS DE RENDIMENTO INSTANTÂNEO E REGISTO	
Rendimento óptico (%)	72,2
Coefficiente de perdas lineares (W/m².K)	3,390
Coefficiente de perdas quadráticas (W/m².K²)	0,014
Solar Keymark (teste DIN CERTCO)	011-7S821 F
Certificação	EN 12975

Figura A.2 - Características técnicas do coletor solar térmico [46]

A.6. Depósito de acumulação

O sistema de acumulação deve requerer as seguintes condições: custo reduzido, alta capacidade calorífica (conjuntamente com correto isolamento térmico e baixas perdas térmicas), temperatura de emprego em concordância com a demanda energética, resposta rápida ao consumo, fácil integração no edifício, segurança (grupo de segurança adequado e tratamento térmico anti-legionella) e longa duração. [43]

Com 2 (dois) coletores solares térmicos de área de abertura de $2,17 \text{ m}^2$, baseia-se na seguinte relação para verificar o volume do depósito de acumulação a instalar.

$$60 < \frac{V}{Área_{colec.}} < 90$$

Pela figura seguinte, observa-se que o volume ótimo de acumulação ronda os 70 l/m² de coletor. Valores superiores aos 70 l/m² não conduzem a percentagens significativamente maiores de aproveitamento da energia solar incidente, mas contribuem apenas para o aumento do depósito acumulador. [43]

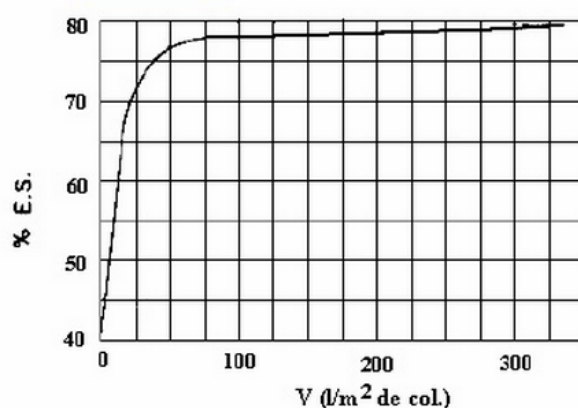


Figura A.3 - Gráfico entre a percentagem de energia solar e o volume ótimo do depósito por m² de coletores [43]

$$60 < \frac{V}{2 \times 2,17} < 90$$

$$260,4 < V < 390,6$$

O depósito proposto tem um volume de 300 l.

O equipamento proposto é o depósito WBO 302 Duo da marca Wikora®.

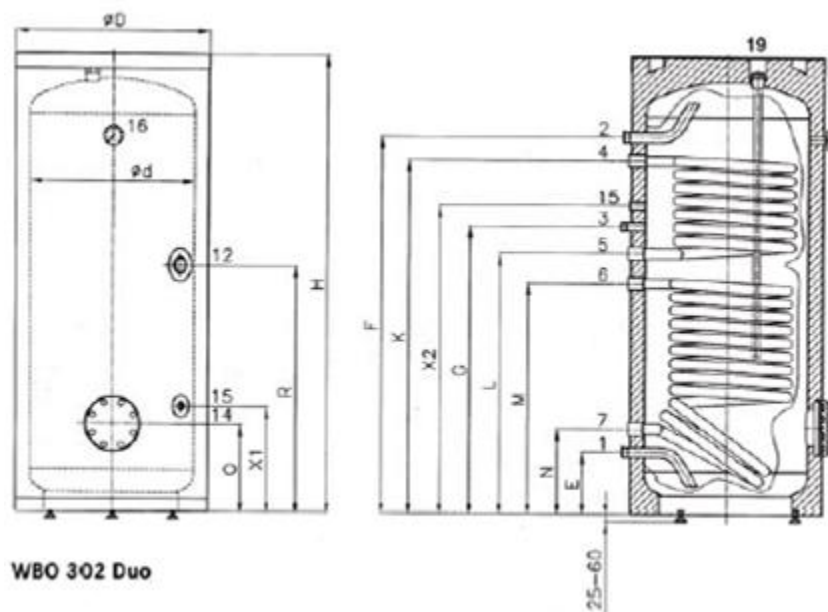


Figura A.4 – Depósito de acumulação WBO 302 Duo [54]

Dimensões do depósito de acumulação WBO 302 Duo:

- Diâmetro com isolamento [$D - \text{mm}$] = 660
- Diâmetro com isolamento [$d - \text{mm}$] = 550
- Altura de entrada de água sanitária [$E - \text{mm}$] = 215
- Altura da saída de A.Q.S. [$F - \text{mm}$] = 1265
- Altura da conexão de circulação [$G - \text{mm}$] = 965
- Altura do depósito de acumulação com isolamento [$H - \text{mm}$] = 1550
- Altura de entrada de energia auxiliar [$K - \text{mm}$] = 1185
- Altura de saída de energia auxiliar [$L - \text{mm}$] = 875
- Altura de alimentação solar do depósito de acumulação [$M - \text{mm}$] = 775
- Altura de retorno do depósito de acumulação [$N - \text{mm}$] = 290
- Altura da flange de inspeção [$O - \text{mm}$] = 300

- Altura de alimentação elétrica (resistência) $[R - \text{mm}] = 830$
- Altura da bainha do sensor de temperatura do depósito de acumulação (solar) 1 $[X1 - \text{mm}] = 360$
- Altura da bainha do sensor de temperatura do depósito de acumulação (aquecimento) 2 $[X2 - \text{mm}] = 1035$

Conexões do depósito de acumulação WBO 302 Duo:

- Água quente/fria sanitária (rosca macho) = 1"
- Circulação (rosca macho) = 3/4"
- Ida e retorno do circuito solar (rosca fêmea) = 1"
- Ida e retorno de energia auxiliar (rosca fêmea) = 1"
- "Tomada" de alimentação elétrica (rosca fêmea) = 1 1/2"
- Bainhas dos sensores (rosca fêmea) = 1/2"
- Bainha do termómetro (rosca fêmea) = 1/2"
- Ânodo de magnésio (rosca fêmea) = 1"

Peso (em vazio) do depósito de acumulação WBO 302 Duo: 146 kg.

Características:

- Chapa de aço esmaltada S325JRG2.
- Pressão máxima de funcionamento (aquecimento e água sanitária) = 10 bar
- Temperatura máxima de funcionamento = 95°C.
- Capacidade da serpentina inferior/superior [em litros] = 8,6 / 5,7

- Proteção catódica: A proteção anticorrosiva do interior do depósito é conseguida através da utilização de um ânodo de magnésio que confere uma proteção catódica.
- Possibilidade de realizar tratamento anti-legionella por choque térmico.
- Isolamento de 55 mm, em espuma rígida de poliuretano.

A.7. Fluido térmico

O fluido térmico a utilizar no circuito primário da instalação térmica solar será composto por uma mistura de 1,2-propilenoglicol (anticongelante concentrado com inibidores de corrosão: contém glicol de propileno não prejudicial para a saúde), Tyfocor L[®], com água potável, na concentração adequada à temperatura mínima histórica do local.

Para o cálculo de percentagem de fluido de transferência de calor baseou-se no valor de -10°C, tendo em conta que localidades com altitude ao nível do mar, localizadas junto ao oceano, muito dificilmente alcançarão tal valor. De acordo com o Instituto Português do Mar e da Atmosfera, o valor mínimo de temperatura absoluta (-16°C) foi registado na Penhas da Saúde, localidade situado a cerca de 1500 metros de altitude (ver Tabela A.1).

CAPITAIS DE DISTRITO					
Estação meteorológica (data início dados)		T. min. Absol.	T. max. Absol.	N.º dias <= 0.0°C (1971-2000)	N.º dias >= 30.0°C (1971-2000)
Aveiro (1980)		-3,0	39,3	2,3	9,8
	Data	10-01-1985	27-07-2010		
Beja* (1941)		-5,5	45,4	2,1	77,1
	Data	03-02-1954	01-08-2003		
Braga/ M. (1997)		-6,3	39,4	-	-
	Data	25-12-2001	27-07-2010		
Braga/ P.A.* (1941-2007)		-6,3	41,3	11,9	29,3
	Data	02-01-1995	14-08-1943		
Bragança* (1941)		-12	39,5	53,0	33,9
	Data	16-01-1945	12-08-2003		
C. Branco (1985)		-4,8	41,6	4,4	65,5
	Data	01-03-2005	01-08-2003		
C. Branco E.A.* (1941-1986)		-4,7	41,6	-	-
	Data	25-12-1962	23-07-1945		
Coimbra C. (1996)		-2,5	40,9	-	-
	Data	01-03-2005	01-08-2003		
Coimbra B.* (1941)		-7,8	42,5	10,5	32,2
	Data	31-12-1941	16-08-1943		
Évora C.C. (1995)		-4,7	44,5	-	-
	Data	23-01-2000	01-08-2003		
Évora Cid.* (1941)		-5	43	1,0	50,8
	Data	11-02-1956	01-08-2003		
Faro (1965)		-1,4	44,3	0,6	29,1
	Data	22-12-1979	25-07-2004		
Guarda / EMA (1999)		-10,2	38,3	-	-
	Data	01-03-2005	30-07-1998		
Guarda* (1941-2003)		-12,3	36,1	39,9	7,4
	Data	11-02-1956	01-08-2003		
Leiria (2008)		-4,3	38,9	-	-
	Datas	08-01-2009	27-07-2010		
Leiria Bar.(1996-2006)		-6,1	41,4	-	-
	Datas	25-12-2001	01-08-2003		
Lisboa/I.G.* (1941)		-1,2	41,8	0,0	24,8
	Data	11-02-1956	01-08-2003		
Lisboa/Gago Coutinho (1982)		-1,0	42,0	0,2	30,3
	Date	12-01-1985	01-08-2003		
Portalegre* (1941)		-8	43,3	2,3	45,0
	Data	11-01-1941	24-08-1941		
Porto/P.R (1967)		-3,8	38,3	4,2	10,1
	Data	13-02-1983	14-06-1981		
Porto/S.Pilar*(1941)		-4,1	39,9	4,2	13,9
	Data	11-01-1941	30-07-1944		
Santarém/F.B (1955)		-4	45,2	-	-
	Data	17-01-1976	01-08-2003		
Santarém Esc. Ag.* (1941-2001)		-4,5	45,3	6,1	51
	Data	05-02-1954	31-07-1944		
Setúbal (1952)		-5,3	43,5	7,9	42,4
	Data	12-02-1956	23-07-1995		
V. Castelo Chafé (2006)		-2,7	37,5	-	-

	Data	10-01-2009	31-08-2010		
V. Castelo Meadela (1969-2006)		-5,0	39,5	10,4	20,3
	Data	25-12-2001	07-08-2003		
V. Real/CC (1992)		-5,6	38,6	-	-
	Data	01-03-2005	07-08-2005		
V. Real* (1941-1992)		-7,2	41,4	25,5	38,5
	Data	11-01-1941	23-07-1945		
Viseu/CC (1991)		-6,7	39,4	-	-
	Data	01-03-2005	24-07-1995		
Viseu (1941-2005)		-9,5	44	28,2	44,6
	Data	14-11-1927	06-08-1932		
Funchal (1949)		6,4	38,5	0,0	1,5
	Data	03-12-2007	10-08-1976		
P. Delgada (1969)		3,5	28,8	0,0	0,0
	Data	02-02-1974	24-08-1988		
Continente		-16.0	47.4 (Amareleja)		
		(Penhas da Saúde)			
	Data	05-02-1954	01-08-2003		

* Estações anteriores a 1941 mas com dados digitais em arquivo a partir desta data

Tabela A.1 - Extremos climáticos por capitais de distrito em Portugal [55]

As características do fluido de transferência de calor são dadas na Tabela A.2

Características do fluido térmico

Temperatura de ebulição (ASTM D 1120)	> 150°C
Valor pH da concentração (ASTM D 1287)	6,5 – 8,0
Valor pH de 1:2 com diluição com água destilada (ASTM D 1287)	7,5 – 8,5
Densidade a 20°C (DIN 51757)	1,054 – 1,058 [g/cm ³]
Viscosidade cinemática a 20°C (DIN 51562)	68 - 72 [mm ² /s]

Tabela A.2 - Características do fluido térmico da instalação, TYFOCOR® L.

Observando a Figura A.5 observa-se, para uma temperatura de -10 °C, que a concentração da solução 1,2-propilenoglicol com água, irá conter cerca de 22,5% de Tyfocor® L.

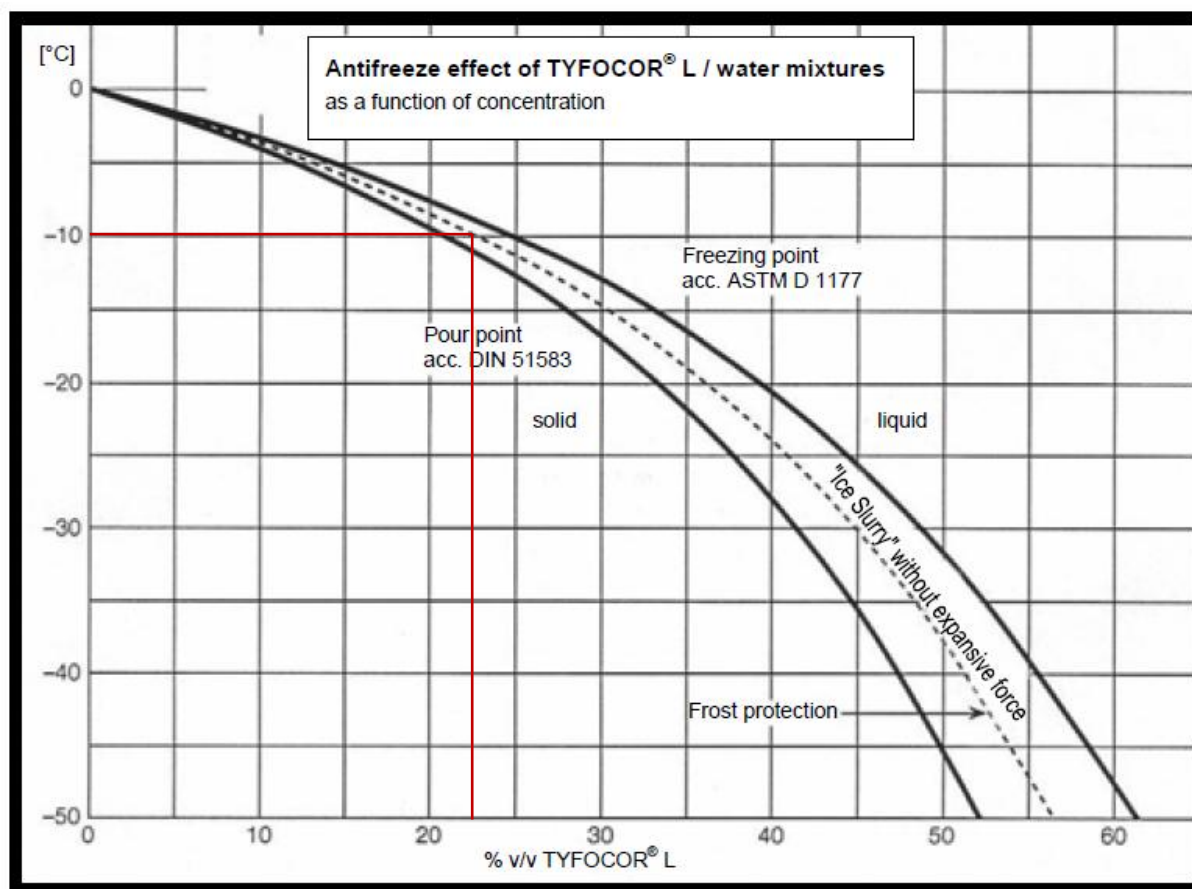


Figura A.5 - Ponto de solidificação [°C], em função da concentração da solução. [56]

A.8. Cálculo do caudal ótimo do circuito primário

O caudal recomendado pelo fabricante é de 45 litros/m².h, porém, o valor que deverá ser utilizado deverá ter em linha de conta o fluido térmico que será utilizado. Desta maneira, a fórmula que deve utilizada para o cálculo do caudal ótimo será a seguinte (equação 3.16.):

$$Caudal [m^3/h] = \left(\frac{10 F' U_L}{C_p} \right) \times A^* \times 3600 \times \dot{v}_{solução}$$

A^* = Área de abertura total dos coletores [m²]

$$A^* = 2,17 \times 2 = 4,34 \text{ m}^2$$

$F'U_L$ = Coeficiente de perdas lineares de cada coletor [W/m².K]

$$F'U_L = 3,390 \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}$$

C_p = Calor específico a pressão constante [J/kg.K] (retirar valor da figura seguinte)

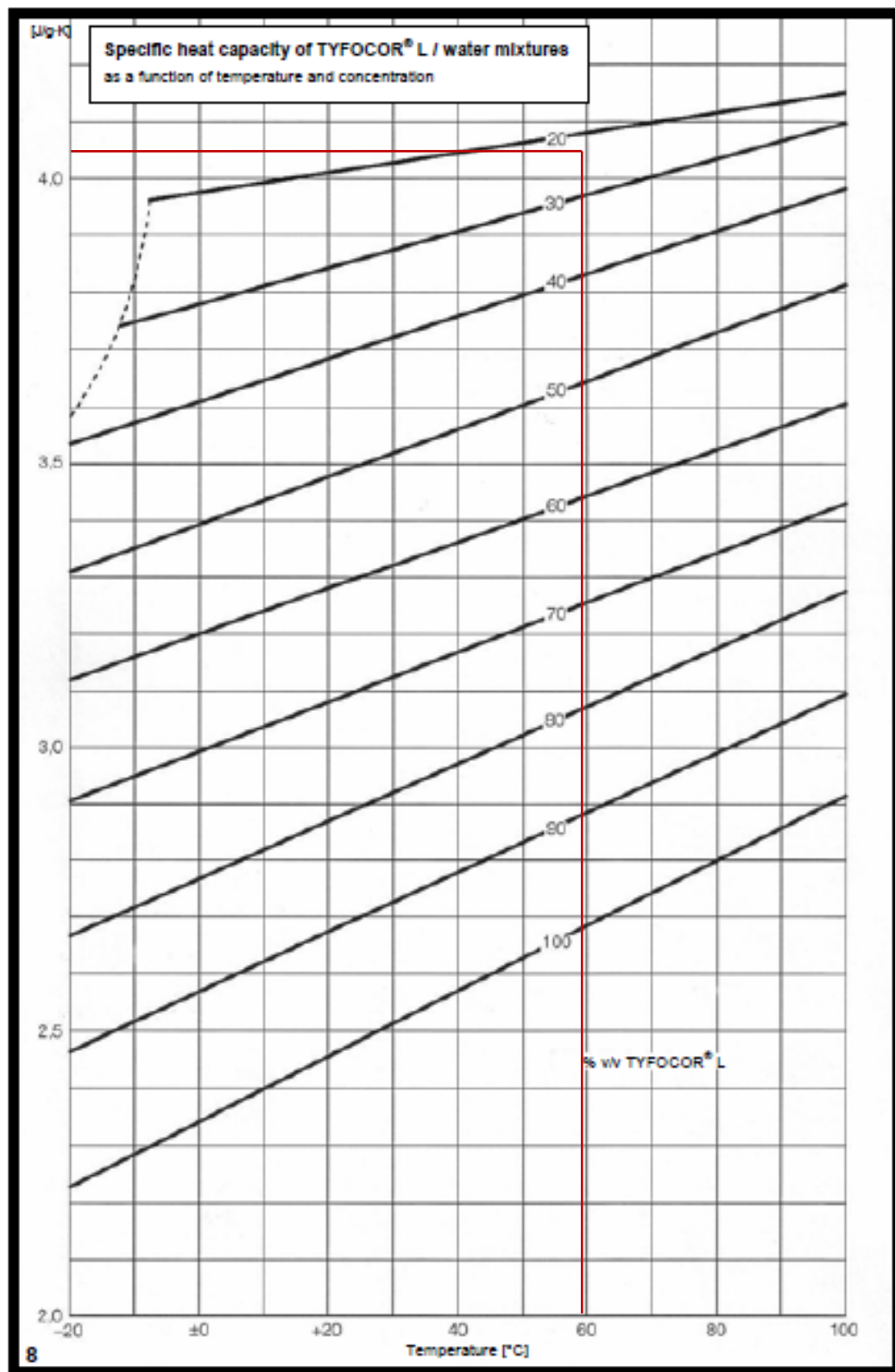


Figura A.6 - Calor específico [J/g.K], em função da temperatura e concentração da solução. [56]

C_p (Solução 22,5% Tyfocor + água, a 60°C) = 4,045 J/g.K = 4045 kJ/g.K

Volume específico da solução [m³/kg]

$$\dot{v}_{solução} = 1 / \rho_{solução}$$

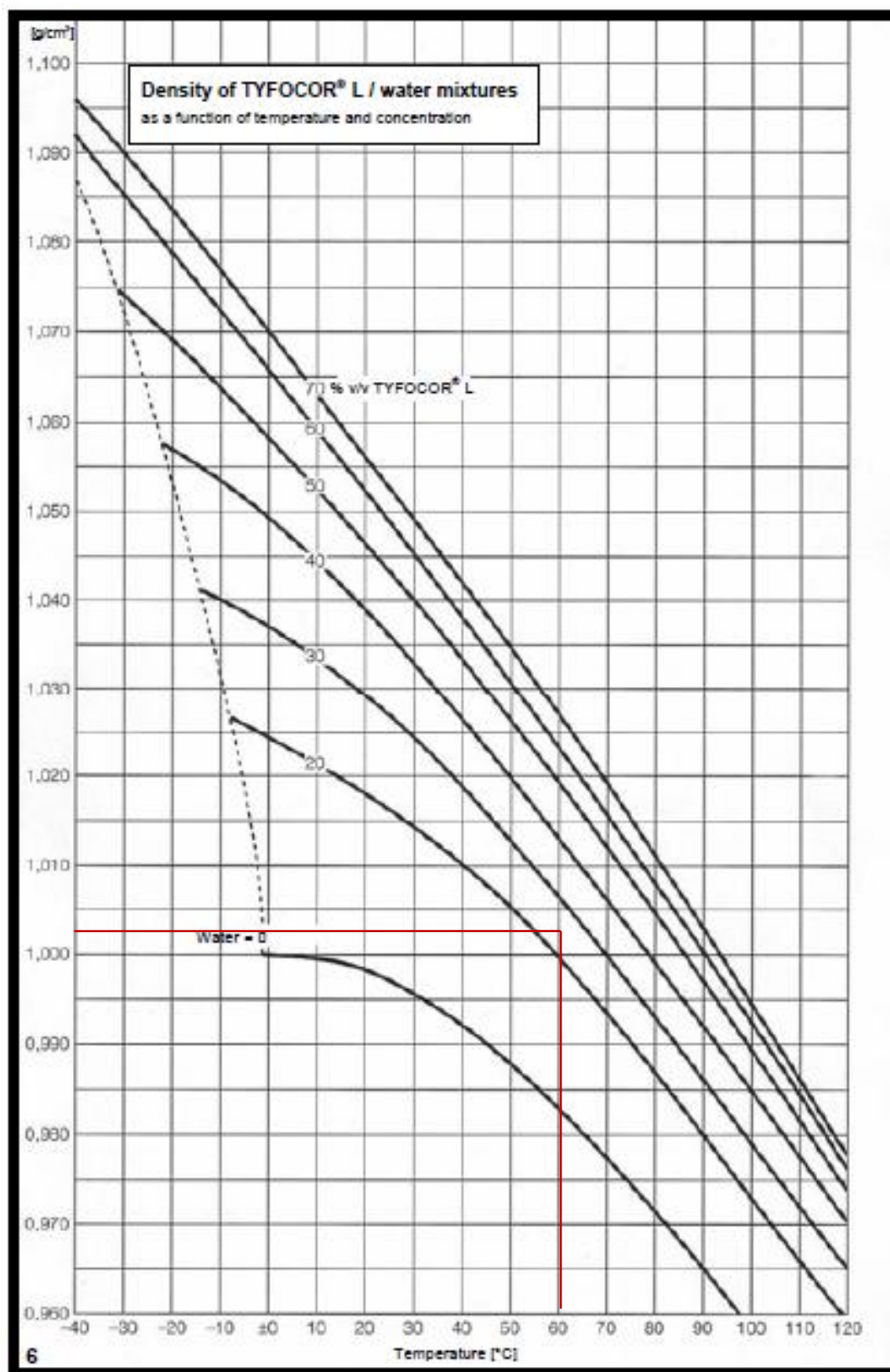


Figura A.7 - Densidade [g/cm³], em função da temperatura e concentração da solução. [56]

$\rho_{\text{solução}}$ (densidade da Solução 22,5% Tyfocor + água, a 60°C) = 1,002 g/cm³

$$Caudal [m^3/h] = \left(\left(\frac{10 \times 3,390}{4045} \right) \times 4,34 \times 3600 \right) \times \frac{10^3}{1,002 \times 10^6} = 0,13 m^3/h$$

A.9. Tubagem

As tubagens que se utilizam em sistemas solares não diferem em nenhum aspeto das que se encontram em sistemas convencionais, pelo que se utilizam conhecimentos tradicionais de canalização e aquecimento. Porém, há que ter em conta que as conduções em circuito primário têm que suportar uma temperatura de cerca de 120°C.

Os materiais mais utilizados nas tubagens de instalações solares térmicas são o cobre, no circuito primário, e materiais plásticos (p.e. PEX ou tubos em multicamada), no circuito secundário.

Cobre

É o material mais frequentemente utilizado em canalizações de aquecimento.

O cobre é resistente à corrosão, tanto dos líquidos que circulam pelo seu interior como dos agentes exteriores, ar, humidade ou outros elementos que entrem em contacto com ele. [43]

A sua maleabilidade, conjugada aos diversos acessórios existentes (cobre, latão...) com transição para outros componentes de conexões roscadas, permite fácil manipulação e comodidade em realizar traçados complexos.

Materiais plásticos

Os materiais plásticos são simplesmente utilizados no circuito secundário, i.e. ligação entre a acumulação e circuitos de consumo. Estes são bastantes flexíveis.

O PEX é um material plástico que detém uma elevada resistência térmica e bastante utilizado em canalizações (de água) de aquecimento.

O tubo em multicamada é composto por duas camadas, externa e interna em PEX, e camada intermédia em alumínio. É vantajoso em relação aos anteriores dado que, a camada metálica permite compensar a fragilidade do anterior.

A.9.1. Tubagem do circuito primário

O diâmetro interior da tubagem do circuito primário é idealizado através da fórmula anteriormente especificada:

$$Q = A \times v \quad 6.3.$$

$$A = \frac{Q}{v}$$

Q = Caudal [m^3/s]

v = Velocidade de circulação do fluido térmico [m/s]

Sendo a velocidade na ordem dos 0,5 m/s (valor considerado para o dimensionamento), e assim cumpre o requisito que referia que a velocidade máxima do circuito primário é $\leq 1,5$ m/s.

$$A = \frac{\pi \times d^2}{4}$$

$$\frac{0,13}{3600 \times 0,5} = \frac{\pi \times d^2}{4}$$

$$\frac{0,13 \times 4}{0,5 \times 3600 \times \pi} = d^2$$

$$\sqrt{\frac{0,13 \times 4}{0,5 \times 3600 \times \pi}} = d$$

$$d = 0,00962 \text{ m} = 9,62 \text{ mm}$$

Este cálculo forneceu o valor do diâmetro interno da tubagem. Dado que este diâmetro não existe, deverá ser escolhido um diâmetro normalizado acima deste valor.

Considerando dois diâmetros exteriores [57], serão simulados de seguida os diâmetros internos correspondentes às diferentes espessuras existentes:

$$d_i = d_e - 2 \times e = 10 - 2 \times 1 = 8 \text{ mm} \rightarrow P_{adm} = 147,9 \text{ bar}$$

$$d_i = d_e - 2 \times e = 12 - 2 \times 1 = 10 \text{ mm} \rightarrow P_{adm} = 123,3 \text{ bar}$$

$$d_i = d_e - 2 \times e = 12 - 2 \times 1,5 = 9 \text{ mm} \rightarrow P_{adm} = 184,9 \text{ bar}$$

Tendo em consideração que os três tubos simulados possuem uma pressão admissível de serviço muito superior à pressão máxima do circuito primário e que apenas o tubo de cobre

12×1,0 tem um diâmetro interno compatível com o cálculo e condições acima definidas, será escolhido este tubo.



Figura A.8 - Tubagem de cobre [57]

A tubagem do circuito primário será executada em cobre fosfórico desoxidado ($\text{Cu} \geq 99,90\%$ e $0,015\% \leq \text{P} \leq 0,040\%$), estando em conformidade com a norma EN1057:2006. Esta tubagem é compatível com acessórios de diferentes fabricantes.

A.9.2. Tubagem do circuito de acumulação e consumo

Para a tubagem do circuito de acumulação e consumo, o dimensionamento efetua-se através dos caudais nominais dos equipamentos instalados¹⁴:

Aparelhos	Caudais nominais de água quente [l/s]	Quantidade
Lavatório	0,10	1
Bidé	0,10	0
Banheira	0,20	0
Duche	0,15	1
Lavatório de cozinha	0,20	1
Máquina de lavar loiça	0,20	1

Tabela A.3 - Caudais nominais do equipamento instalado.

G_t = Caudal provável máximo. Este valor é obtido através da soma dos caudais nominais dos aparelhos, em consumo simultâneo.

$$G_t = 0,10 + 0,15 + 0,20 + 0,20 = 0,65 \text{ l/s}$$

¹⁴ Os valores dos caudais nominais dos aparelhos estão de acordo com a norma EN 806-03.

Como não existe o valor alcançado de G_t , seleciona-se o valor de G_t acima e a secção correspondente a esse caudal.

Gt [l/s]	0,4	0,7	2,0
De [mm]	16	20	26
Di [mm]	11,5	15	20

Figura A.9 - Tabela com os caudais totais admitidos para multicamada [58]

Propriedades e características da tubagem do circuito de acumulação e consumo (tubagem em multicamada):

- Dimensão: 20x2,0 mm
- Temperatura máxima de trabalho: 95°C
- Temperatura pontual máxima: 110°C
- Pressão máxima de trabalho: 10 bar
- Volume de água: 0,11 l/m

A.9.3. Isolamento das tubagens

A tubagem que será instalada no exterior será isolada com mangas de isolamento térmico com 30 mm de espessura e proteção mecânica UV em plástico.

A tubagem a instalar no interior será isolada com mangas de isolamento térmico com 19 mm de espessura e sem proteção UV.

A.9.4. Ancoragem das tubagens

As tubagens descarregarão o peso próprio e demais solicitações em dispositivos adequados de suporte e/ou ancoragem. A ancoragem da tubagem concebida para a instalação foi o modelo ISOPHONIC PIPE CLAMP M8/M10, da marca ISOFIX.



Figura A.10 - Abraçadeiras metálicas isofônicas [59]

Características técnicas do equipamento:

- Material: Chapa de zinco, protegida por borracha.
- Temperatura de funcionamento = -40°C a +110°C.
- Abertura lateral para rápida instalação.

Para suportar a tubagem de forma segura e sem existência de vibrações, as ancoragens devem-se instalar entre as seguintes distâncias máximas:

- **Tubagem de cobre¹⁵ 12x1,0**
 - Intervalos na vertical: 1,5m
 - Intervalos na horizontal: 1,0m
- **Tubagem multicamada 20x2,0**
 - Intervalos: 1,3m

¹⁵ in *Yorkshire Tube Systems, Technical Data.*

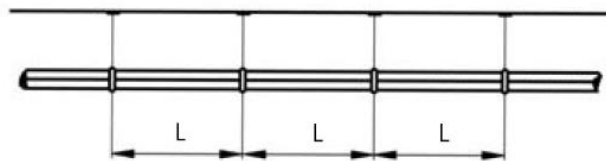


Figura A.11 - Técnicas de fixação, tubos PE-RT Heliroma [60]

A.10. Perdas de carga

A.10.1. Perda de carga no campo de coletores

A perda de carga total no campo de coletores depende da geometria do campo de coletores. A fórmula de perda de carga por coletor foi retirada das características técnicas do coletor solar térmico [46].

$$\Delta P_{colector} [\text{mm. c. a.}] = 1,85 \times q_i^2 + 7,32 \times q_i \quad 6.4.$$

Sendo:

$$q_i \left[\frac{\text{l}}{\text{min.}} \right] = 0,13 \text{ m}^3/\text{h} = \frac{0,13 \times 1000}{60} = 2,17 \text{ l/min.}$$

$$\Delta P_{colector} [\text{mm. c. a.}] = 1,85 \times 2,17^2 + 7,32 \times 2,17$$

$$\Delta P_{colector} = 24,6 \text{ mm. c. a.}$$

A perda de carga da bateria de coletores é aproximadamente 49,2 mm.c.a..

A.10.2. Perda de carga na tubagem

Para efetuar o cálculo do valor da perda da carga da tubagem recorre-se a um gráfico que está de acordo com a norma EN 1057: Tubos de Cobre e Acessórios.

Sabendo:

- Caudal de trabalho: $0,13 \text{ m}^3/\text{h} \sim 0,036 \text{ kg/s}$

- Diâmetro do tubo normalizado: 12 mm



Figura A.12 - Perda de carga [em N/m^2 por metro], em função do caudal, velocidade e temperatura do fluido térmico [61]

Observando, pela Figura A.12, a perda de carga correspondente é:

- 280 N/m² por metro = 280 MPa/m ~ 28,56 mm.c.a./m

$$(1 \text{ N/m}^2 = 1 \text{ Pa} \sim 0,102 \text{ mm.c.a.})^{16}$$

A.10.3. Perda de carga no depósito de acumulação

O catálogo do fabricante indica-nos uma perda de carga de 139 mbar, porém, este valor não pode ser considerado. Este valor de perda de carga é designado para o valor de caudal de 2,5 m³/h, e em conformidade com os testes do equipamento. Como o nosso valor se encontra abaixo deste, calcula-se um valor de perda de carga aproximado com o valor de caudal em causa na instalação.

$$\Delta P_{\text{serp. depósito}} = C_{\text{serp.}} \times \Delta P_{\text{tubo}} \quad 6.5.$$

Sendo:

$$C_{\text{serp.}} = \frac{A_{\text{serp.}}}{P_{\text{circ.tubo}}} \quad 6.6.$$

Onde:

$A_{\text{serp.}}$ = Área da serpentina [m²] = 1,45 m² (valor fornecido pelo fabricante)

$P_{\text{circ.tubo}}$ = Perímetro da circunferência do tubo [m]

$C_{\text{serp.}}$ = Comprimento da serpentina [m]

ΔP_{tubo} = Perda de carga unitária do tubo [mm.c.a./m]

$$P_{\text{circ.tubo}} = 2 \times \pi \times r \quad 6.7.$$

r = raio da circunferência da serpentina [m].

¹⁶ in <http://pt.wikipedia.org/wiki/Press%C3%A3o>

Tendo em conta que a conexão da serpentina “solar” é de 1”, o tubo normalizado cujo diâmetro interno apresenta um valor mais próximo do diâmetro da conexão anterior, é o de 28 mm. Assume-se deste modo, que o diâmetro interior da serpentina “solar” é 26 mm, sendo que o raio é metade deste valor, ou seja, 13 mm.

$$P_{circ.tubo} = 2 \times \pi \times 0.013 \sim 0,082 \text{ m}$$

$$C_{serp.} = \frac{1,45}{0,082} \sim 17,68 \text{ m}$$

ΔP_{tubo} = Perda de carga unitária do tubo. Para saber o valor da perda de carga unitária da serpentina “solar”, recorre-se novamente à Figura A.12.

Sabendo:

- Caudal de trabalho: $0,13 \text{ m}^3/\text{h} \sim 0,036 \text{ kg/s}$
- Diâmetro tubo normalizado: 28 mm

Observando novamente, pela Figura A.12, a perda de carga correspondente é:

- $3,85 \text{ N/m}^2$ por metro = $3,85 \text{ Pa/m} \sim 0,393 \text{ mm.c.a./m}$

$$\Delta P_{serp. depósito} = C_{serp.} \times \Delta P_{tubo} = 17,62 \times 0,393 \sim 6,92 \text{ mm.c.a.}$$

A.10.4. Perda de carga nos acessórios

Os acessórios que compõem o circuito primário são os seguintes:

- 6 – Joelhos de cobre $\varnothing 12 \text{ mm}$.












Nominal size (mm)	Temp of water (°C)	EQUIVALENT LENGTHS IN METRES												
		Tee (compression or capillary)			Reducing Tee (compression or capillary)		Pitcher Tee (compression)			Pitcher Tee (capillary)			Elbow (compression)	Elbow (capillary)
														
6	15.5	0.010	0.16	0.14	0.18	0.11	0.010	0.10	0.082	0.013	0.11	0.11	0.12	0.08
	65	0.014	0.20	0.17	0.23	0.14	0.015	0.12	0.11	0.017	0.14	0.14	0.16	0.10
	115	0.016	0.21	0.19	0.25	0.15	0.017	0.13	0.12	0.019	0.16	0.16	0.18	0.11
8	15.5	0.017	0.25	0.21	0.27	0.17	0.019	0.15	0.13	0.021	0.18	0.18	0.20	0.13
	65	0.021	0.31	0.27	0.35	0.22	0.024	0.19	0.17	0.026	0.22	0.22	0.24	0.16
	115	0.024	0.33	0.29	0.38	0.24	0.026	0.20	0.19	0.030	0.24	0.24	0.27	0.17
10	15.5	0.023	0.34	0.29	0.36	0.23	0.026	0.21	0.18	0.029	0.24	0.24	0.27	0.18
	65	0.030	0.42	0.37	0.45	0.30	0.032	0.26	0.24	0.036	0.29	0.29	0.33	0.21
	115	0.032	0.46	0.41	0.50	0.33	0.037	0.28	0.27	0.041	0.33	0.33	0.37	0.24
12	15.5	0.030	0.44	0.37	0.48	0.30	0.034	0.27	0.24	0.037	0.31	0.31	0.35	0.23
	65	0.039	0.55	0.49	0.59	0.39	0.042	0.32	0.31	0.046	0.38	0.38	0.42	0.28
	115	0.041	0.59	0.52	0.65	0.42	0.047	0.36	0.35	0.053	0.41	0.41	0.48	0.30
15	15.5	0.043	0.59	0.53	0.65	0.43	0.046	0.39	0.33	0.049	0.43	0.39	0.45	0.31
	65	0.050	0.68	0.62	0.75	0.50	0.056	0.43	0.41	0.059	0.50	0.47	0.56	0.37
	115	0.054	0.78	0.68	0.85	0.56	0.062	0.47	0.47	0.067	0.54	0.53	0.63	0.40
18	15.5	0.052	0.74	0.64	0.80	0.54	0.057	0.46	0.44	0.064	0.52	0.49	0.59	0.39
	65	0.063	0.89	0.77	0.97	0.65	0.073	0.55	0.53	0.078	0.60	0.58	0.70	0.46
	115	0.067	0.95	0.84	1.1	0.70	0.076	0.58	0.58	0.084	0.63	0.61	0.76	0.49
22	15.5	0.068	1.0	0.83	1.0	0.69	0.071	0.59	0.57	0.082	0.64	0.63	0.74	0.49
	65	0.085	1.1	1.0	1.2	0.84	0.090	0.71	0.69	0.10	0.76	0.75	0.90	0.60
	115	0.089	1.3	1.1	1.5	0.94	0.10	0.78	0.79	0.11	0.84	0.83	1.0	0.65
28	15.5	0.10	1.4	1.2	1.5	0.97	0.10	0.81	0.81	0.11	0.87	0.87	1.0	0.68
	65	0.12	1.6	1.4	1.7	1.2	0.12	0.98	0.98	0.14	1.0	1.0	1.2	0.83
	115	0.13	1.7	1.5	2.1	1.3	0.13	1.1	1.1	0.16	1.1	1.1	1.4	0.89

Figura A.13 - Comprimentos equivalentes [em metros] dos acessórios de cobre, em função da temperatura do fluido térmico [61]

Conforme a Figura A.13, obtém-se o valor de comprimento equivalente dos joelhos a utilizar de acordo com os parâmetros da instalação.

Comprimento equivalente = 0,42 m. Para 6 Jelhos = 2,52 m.

- 1 – Joelho latão 1/2" (correspondente à ligação de ida aos coletores solares térmicos).

Conforme a Figura A.14, obtém-se o valor de comprimento equivalente do joelho. Considera-se que o joelho apresenta um raio de curvatura médio.






Comprimento equivalente $\sphericalangle = 0,40$ m.

- 2 – Tê latão 1/2" (correspondem à ligação de saída dos coletores solares, e na ligação ao vaso de expansão solar).

Da Figura A.14, obtém-se também o valor de comprimento equivalente dos tê. Um tê apresenta passagem direta frontal, e outro, tê de passagem direta lateral.

Comprimento equivalente $\text{---}\text{---}\text{---}$ = 0,3 m. Para 1 Tê = 0,3 m.

Comprimento equivalente $\text{---}\text{---}\text{---}$ = 1,0 m. Para 1 Tê = 1,0 m.

Diâmetro		Válvula Globo Aberta	Válvula Angular Aberta	T Passagem directa	T Passagem directa	T Saída bilateral
D						
mm	polegadas	Comprimentos equivalentes [m]				
13	1/2	4,9	2,6	0,3	1,0	1,0
19	3/4	6,7	3,6	0,4	1,4	1,4
25	1	8,2	4,6	0,5	1,7	1,7
32	1¼	11,3	5,6	0,7	2,3	2,3
38	1½	13,4	6,7	0,9	2,8	2,8
50	2	17,4	8,5	1,1	3,5	3,5






Diâmetro		Cotovelo 90° Longo	Cotovelo 90° Médio	Cotovelo 90° Curto	Cotovelo 45°	Curva 90° r/D=1½
D						
mm	polegadas	Comprimentos equivalentes [m]				
13	1/2	0,3	0,4	0,5	0,2	0,2
19	3/4	0,4	0,6	0,7	0,3	0,3
25	1	0,5	0,7	0,8	0,4	0,3
32	1¼	0,7	0,9	1,1	0,5	0,4
38	1½	0,9	1,1	1,3	0,6	0,5
50	2	1,1	1,4	1,7	0,9	0,6

Figura A.14 - Comprimentos equivalentes [em metros] dos acessórios em função da dimensão [62]

• 4 – Válvulas de corte 1/2"

Para apurar a perda de carga deste tipo de acessório, optou-se por recorrer à ficha técnica do equipamento a colocar na instalação (ver Figura A.15).

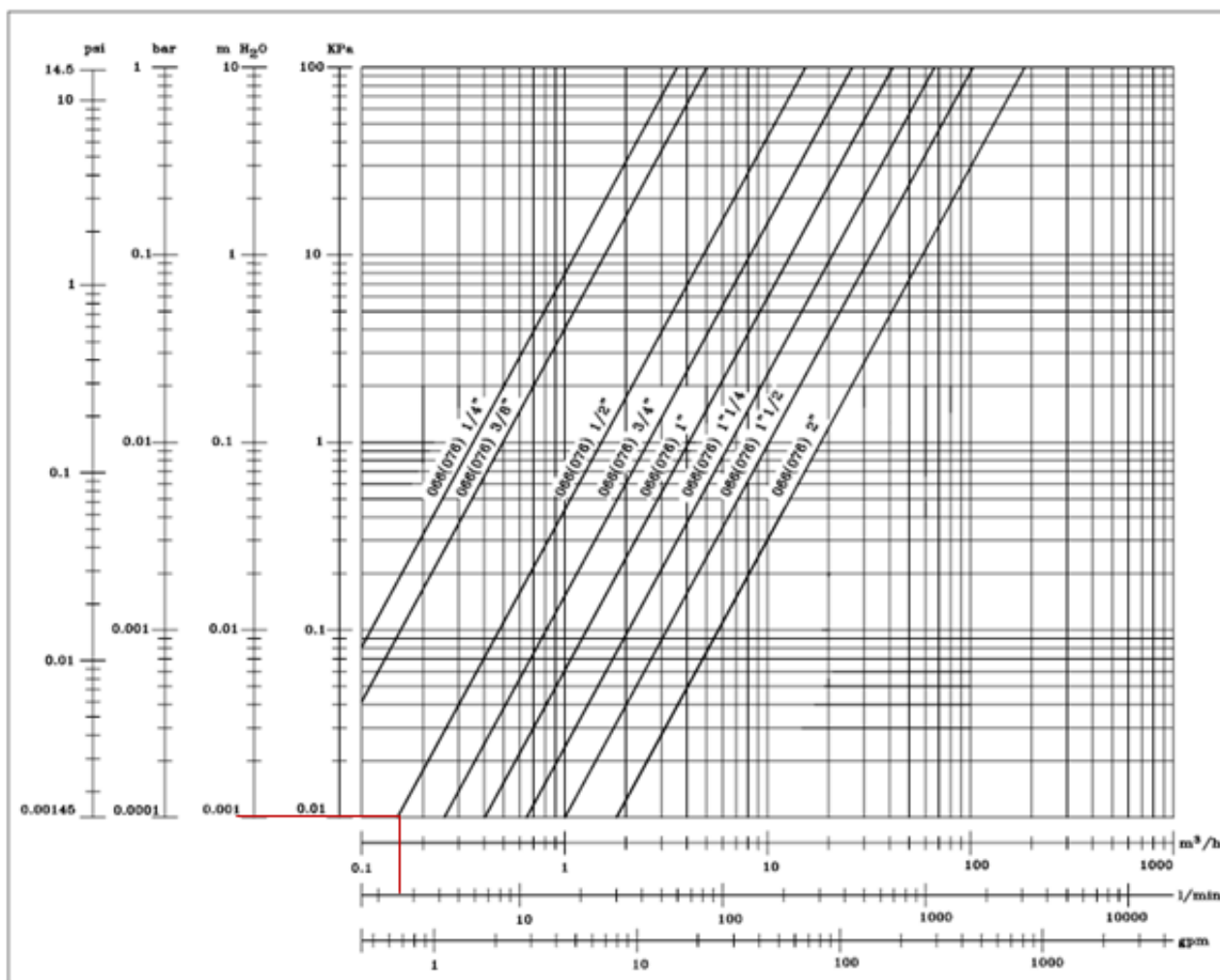


Figura A.15 - Perda de carga [em m.c.a.], em função do caudal [63]

Comprimento equivalente de uma válvula de corte de 1/2" com um caudal de 2,17 l/min. – 1 mm.c.a. Para 4 (quatro) válvulas de corte 1/2", a perda de carga é 4 mm.c.a..

- 2 – Válvulas de retenção

Observando na ficha técnica do fabricante (ver Figura A.16), obtém-se o valor da perda de carga (em m.c.a.) das válvulas de retenção. As válvulas de retenção a instalar terão dimensão de 1/2".

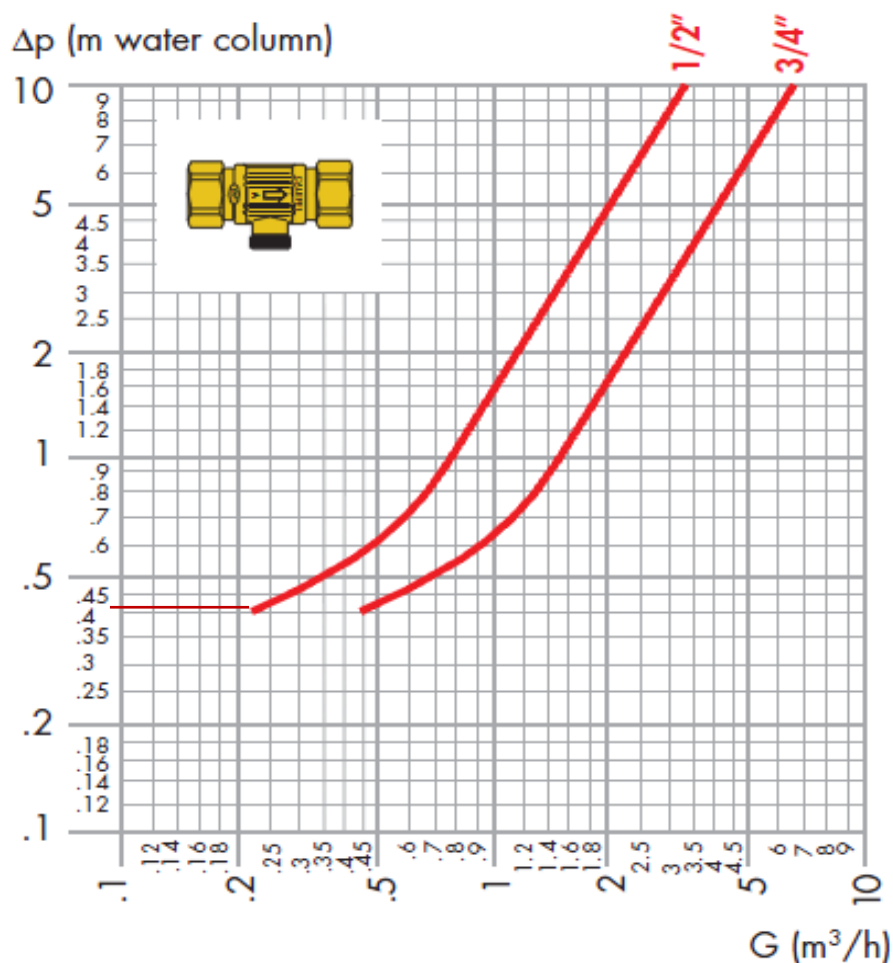


Figura A.16 - Perda de carga [em m.c.a.], em função do caudal [64]

Como não se consegue retirar o valor da perda de carga exato com o valor de caudal pré-definido na instalação, define-se o valor de perda de carga mínimo que o acessório contém.

Logo, o valor de perda de carga unitário é de 0,4 m.c.a.. Para 2 (duas) válvulas de retenção a perda de carga é de 0,8 m.c.a..

- 1 – Regulador de caudal com caudalímetro

Para averiguar o valor de perda de carga do regulador de caudal com caudalímetro, observam-se as características hidráulicas na ficha técnica do equipamento (ver Figura A.17).

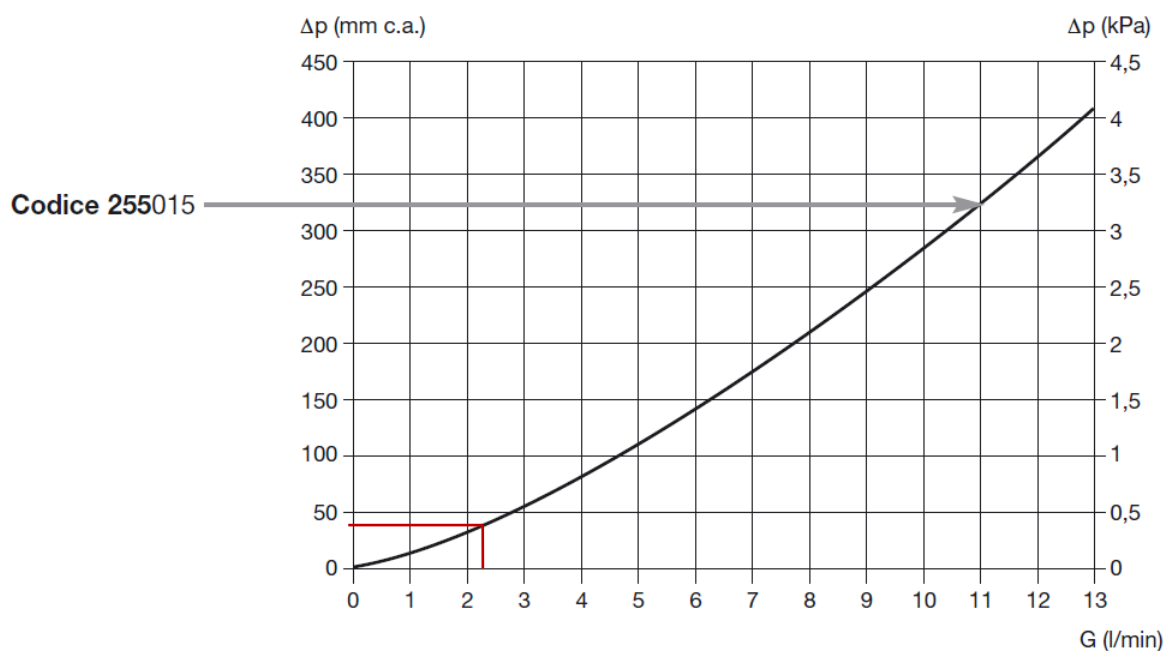


Figura A.17 - Perda de carga [em m.c.a.], em função do caudal [65]

O valor de perda de carga do regulador de caudal com caudalímetro, para o caudal de 2,17 l/min., é de 35 mm.c.a.

A.10.5. Perda de carga total do circuito primário

$$\Delta P_{cp} = \Delta P_{colector(es)} + \Delta P_{tubagem} + \Delta P_{acessórios} + \Delta P_{depósito} \quad 6.8.$$

$$\begin{aligned} \Delta P_{cp} &= 49,2 + 28,56 \times (20 + 2,52 + 1,3) + 0,40 + 6,92 + 800 \\ &\quad + 35 \sim 1581,41 \text{ mm. c. a.} \end{aligned}$$

A.11. Grupo de circulação

Como se trata de um circuito fechado, a bomba de circulação apenas necessita de originar pressão suficiente de modo a compensar as perdas de carga. A totalidade de mistura de água com anticongelante que sobe volta a descer.

A bomba deve compensar qualquer perda de pressão do sistema.

A potência hidráulica da bomba de circulação calcula-se da seguinte forma:

$$P_{hidráulica} = Q \times H \times \rho \times g \quad 6.9.$$

Onde:

Q = Caudal otimizado para a instalação [em m³/s]

H = Altura de coluna de água [em m.c.a.]

ρ = Densidade do fluido de circulação [em kg/m³]

g = Constante gravitacional [m²/s]

$$P_{hidráulica} = \frac{0,13}{3600} \times 1,581 \times 1002 \times 9,81 \sim 0,56 \text{ W}$$

Para calcular a potência exata da bomba, temos que ter em consideração, a eficiência da bomba e do próprio motor, isto é, as perdas da bomba e do motor. A eficiência máxima que as bombas de circulação proporcionam é na ordem dos 25%. Porém, para estas condições de trabalho, a eficiência é não superior a 5%.

$$P_{bomba} = \frac{0,56}{0,05} = 11,23 \text{ W}$$

Sabemos, que a bomba a instalar terá que ter uma potência em funcionamento de 11,23 W ou superior.

O grupo de circulação solar considerado é o modelo 255056, da marca Caleffi®. A bomba de circulação no interior do grupo é ativada pelo sinal proveniente do regulador de temperatura diferencial. É um grupo de circulação de duas vias com bomba de circulação, termómetros, manómetro, válvula de segurança solar de 6 bar, caudalímetro regulador de caudal com válvulas de enchimento manual, ligação para o vaso de expansão, purgador manual e isolamento.

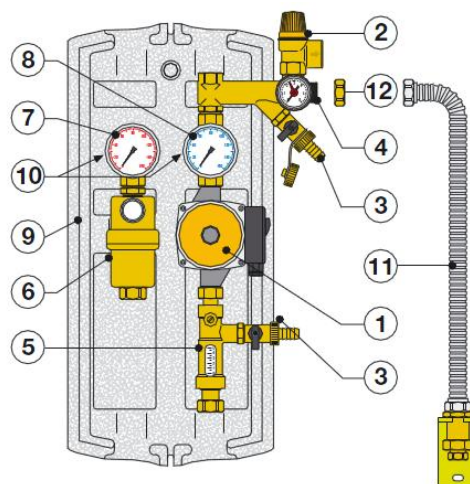


Figura A.18 - Grupo de circulação [66]

Componentes do grupo de circulação [66]:

- 1) Bomba de circulação Grundfos Solar 15-60
- 2) Válvula de segurança
- 3) Torneira de carga/descarga
- 4) Ligador/Adaptador para vaso de expansão, com manómetro
- 5) Regulador de caudal com caudalímetro
- 6) Separador/Purgador de ar
- 7) Termómetro de ida
- 8) Termómetro de retorno
- 9) Isolamento
- 10) Válvula de interceção com retenção
- 11) Ligação ao vaso de expansão

Depois de seleccionado o grupo de circulação e de uma análise à sua curva característica (fabricante) obtém-se uma bomba de circulação com as seguintes características:

- Tensão nominal de 230 V;
- Pressão máxima funcionamento de 10 bar;
- Gama de temperatura do líquido 2 a 110 °C;

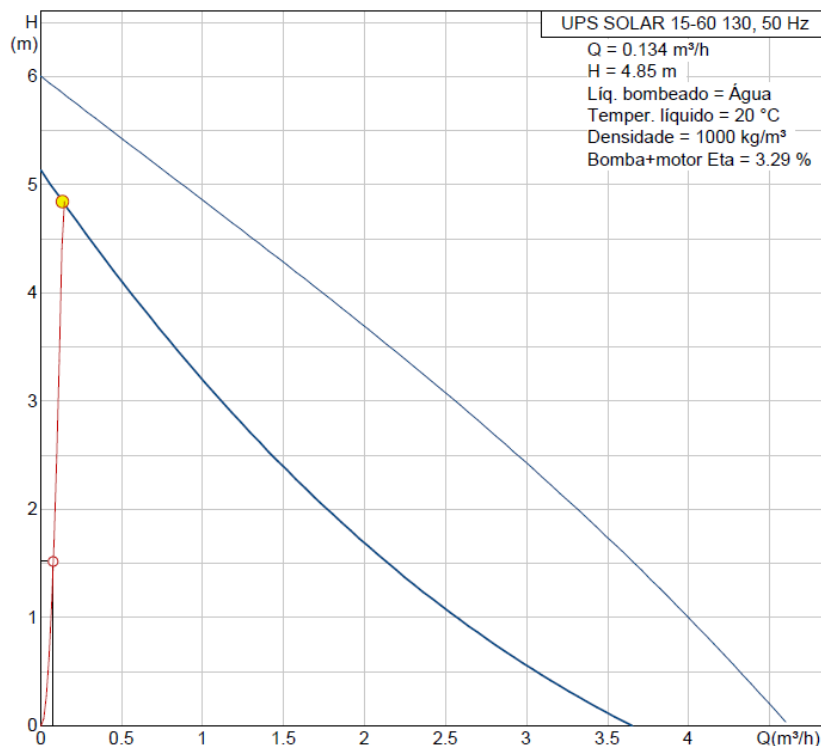


Figura A.19 - Curva característica da bomba de circulação UPS Solar 15-60 130 da marca Grundfos®

A.12. Controlador solar

O controlador diferencial solar considerado para o dimensionamento é da marca THINKTECH modelo THK C03. É um controlador que permite dissipar a energia em excesso durante a noite.

Este controlador pode ser utilizado para diversas aplicações. As sondas da temperatura têm diferentes posições e significados, conforme a aplicação. Porém, funciona perfeitamente para a solução pretendida.

Regulação do circuito primário

Se entre os painéis e o depósito de acumulação, as sondas registarem diferenças de temperatura superiores à Δt de regulação do controlador, a bomba de circulação do circuito solar é ativada, caso contrário permanece desativado. Para a regulação do controlador de temperatura diferencial, é recomendável adotar valores de Δt oscilantes de 5 a 8°C.

Intervalos de temperatura semelhantes são necessários para ter devidamente em conta:

1. As perdas de calor que se verificam ao longo do circuito primário;

2. A necessidade de obter (para que haja uma troca de calor significativa) um salto térmico na ligação ao permutador de calor (interior ou exterior ao depósito);
3. O facto que a instalação só deve ser ativada quando a energia útil for superior à consumida pelo bomba de circulação.

A.13. Módulo solar para o esquentador

O módulo solar considerado para a instalação é o **kit bypass de entrada** da marca FAGOR®.

O funcionamento do **kit bypass de entrada** é o seguinte:

- Se a água proveniente do acumulador apresentar temperaturas superiores a 45°C - 50°C, o esquentador não funciona, e envia a água diretamente para a válvula misturadora. Esta situação evita o desnecessário consumo de gás e garante uma superior vida útil do equipamento.

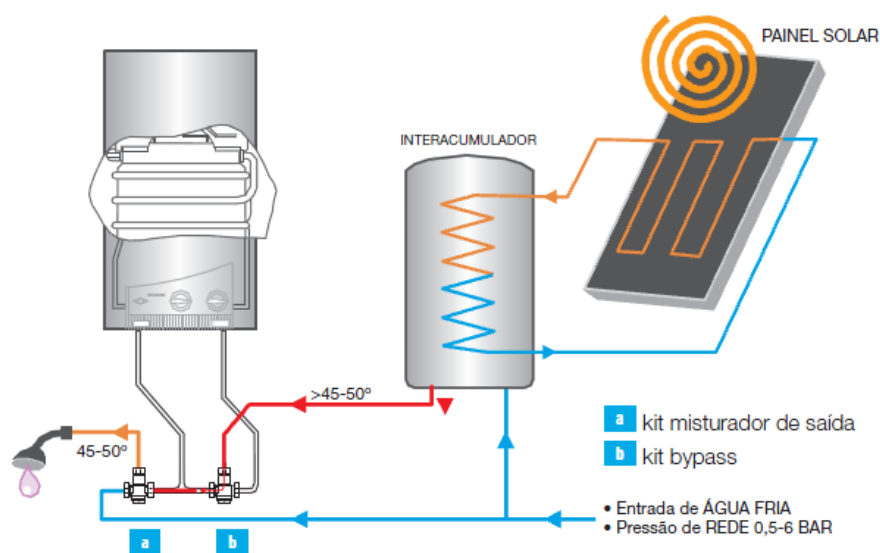


Figura A.20 - Funcionamento do kit de bypass de entrada diretamente ao consumo [51]

- Se a água proveniente do acumulador apresentar temperaturas inferiores a 45°C - 50°C, válvula direcional envia-a para o esquentador, para que este funcione e aqueça a água para consumo.

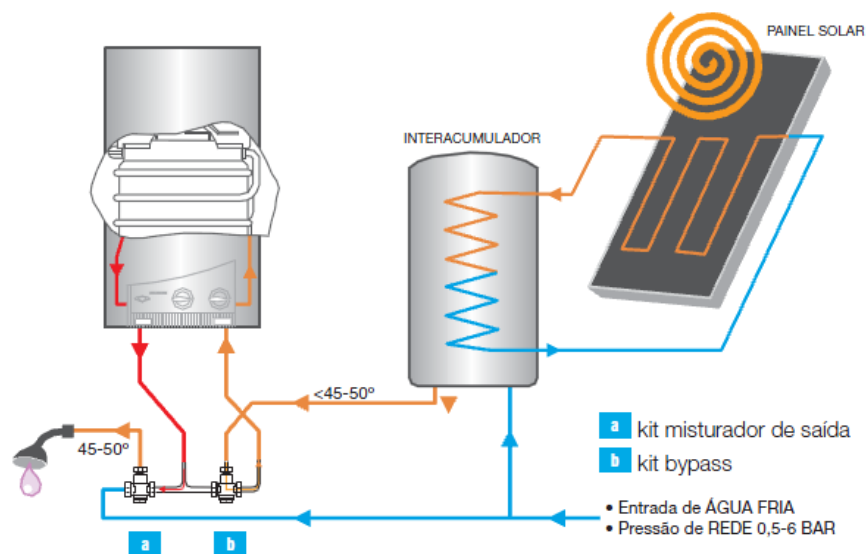


Figura A.21 - Funcionamento do kit de bypass de entrada com passagem no esquentador [51]

O kit de bypass de entrada não contém a válvula misturadora, pelo que para a solução propõe-se também, a válvula misturadora termostática série 2521 da marca CALEFFI®.



Figura A.22 - Válvula misturadora termostática [67]

A válvula misturadora termostática tem como função definir a temperatura da água enviada aos pontos de consumo, mesmo se existir alternância das condições de temperatura e de pressão de alimentação da água quente e fria na entrada e ainda, que o caudal requerido pelo consumo varie também.

A.14. Vaso de expansão solar

$$V_U = \left[\frac{0,09 \times t - 2,5}{100} \times V_T \right] + V_{col.} \quad 6.10.$$

Onde:

V_U = Volume útil do vaso de expansão [l]

V_T = Conteúdo de líquido no circuito solar, incluindo os coletores. [l]

$$V_T = V_{serp.} + V_{tub.} + V_{gc} + V_{col.} \quad 6.11.$$

$V_{serp.}$ = Volume da serpentina inferior do depósito. Fornecida pelo fabricante do equipamento.

$V_{serp.} = 8,6 \text{ l}$

$V_{tub.}$ = Volume da tubagem do circuito primário. Ver documentação técnica da tubagem (ver Figura A.23).

SANCO® - VARAS (5 m)

D. ext x espess. (mm)	Peso (kg/m)	Pressão de ruptura (MPa)	Pressão de serviço (MPa)	Conteúdo de água (l/m)
6 x 1	0,140	98,60	24,65	0,013
8 x 1	0,196	73,95	18,49	0,028
10 x 1	0,252	59,16	14,79	0,050
12 x 1	0,308	49,30	12,33	0,079
12 x 1,5	0,441	73,95	18,49	0,064
14 x 1	0,364	42,26	10,56	0,113
15 x 1	0,392	39,44	9,86	0,133
15 x 1,5	0,567	59,16	14,79	0,113
16 x 1	0,420	36,98	9,24	0,154
18 x 1	0,476	32,87	8,22	0,201
18 x 1,5	0,693	49,30	12,33	0,177
22 x 1	0,588	26,89	6,72	0,314
22 x 1,5	0,861	40,34	10,08	0,283
28 x 1	0,756	21,13	5,28	0,531
28 x 1,2	0,9	25,35	6,34	0,514
28 x 1,5	1,113	31,69	7,92	0,491

Figura A.23 - Documentação técnica da tubagem do circuito primário [57]

$$V_{tub.} = 0,079 \times m_{tub.} = 0,079 \times 20 = 1,58 \text{ l}$$

V_{gc} = Volume do grupo de circulação. Considerou-se que o volume do grupo de circulação é cerca de 0,5 l.

$V_{col.}$ = Conteúdo de líquido nos coletores solares. Corresponde à multiplicação do volume unitário de cada coletor pelo número de coletores.

$$V_{col.} = V_{un.} \times n_{col.} = 1,26 \times 2 = 2,52 \text{ l}$$

$$V_T = 8,6 + 1,58 + 0,5 + 2,52 = 13,2 \text{ l}$$

e = Coeficiente de dilatação do líquido.

$e = 0,09$ para a mistura água-glicol (20%), pois o líquido vaporiza-se no sistema.

t = Temperatura máxima admissível (em função da regulação da válvula de segurança) [ver tabela da Figura A.24]

Pressão de saturação [bar]	1	1.5	2	3	4	5	6
Temp. de ebulição da água [°C]	100	111.4	120.2	133.5	143.6	151.8	158.8

Figura A.24 - Temperatura de ebulição em função da pressão de saturação da válvula de segurança [68]

A pressão de saturação da válvula de segurança é de 6 bar, logo a temperatura de ebulição da água correspondente é de 158,8 °C.

$$V_U = \left[\frac{0,09 \times 158,8 - 2,5}{100} \times 13,2 \right] + 2,52 = 4,08 \text{ l}$$

Rendimento do depósito de expansão:

$$\eta = \frac{(P_{m\acute{a}x} + 1) - (P_{CF} + 1)}{(P_{m\acute{a}x} + 1)} \quad 6.1.$$

Onde:

$P_{m\acute{a}x}$ = Pressão relativa máxima do circuito. Corresponde à pressão da válvula de segurança = 6 bar.

P_{CF} = Pressão relativa no circuito em frio, no ponto de ligação com a bomba ligada = 3,5 bar.

$$\eta = \frac{(6 + 1) - (3,5 + 1)}{(6 + 1)} \sim 0,36$$

E o volume nominal será:

$$V_N = \frac{4,08}{0,36} \sim 11,33 \text{ l}$$

O vaso de expansão selecionado para o presente projeto é da marca CIMM, modelo SOLAR 12.



Figura A.25 - Vaso de expansão Solar 12, da marca CIMM.

Características do vaso de expansão:

- Diâmetro, \varnothing – 260 mm
- Altura, H – 315 mm
- Ligação de entrada de água, G – 3/4” M
- Temperatura de trabalho – -10 a 100°C
- Pressão de pré-carga *standard* – 2,5 bar
- Pressão máxima de serviço – 10 bar
- Acabamento exterior – Cor vermelha, RAL 3000.

A.15. Vaso de expansão de AQS

$$V = \frac{e \times C_a}{1 - \frac{P_{in.}}{P_{fin.}}}$$

V = Volume do vaso de expansão [l]

e = Coeficiente de expansão da água. Calculado com base na diferença máxima entre a temperatura de água fria de alimentação e a de água quente armazenada.

Temperatura de água fria de alimentação = 15°C. Coeficiente de expansão da água $e_1 = 0,00085$

Temperatura de água quente armazenada = 60°C. Coeficiente de expansão da água $e_2 = 0,01704$

$$e = e_2 - e_1 = 0,01704 - 0,00085 = 0,01619$$

T (°C)	coef. "e"	T (°C)	coef. "e"	T (°C)	coef. "e"
0	0,00013	40	0,00782	75	0,02575
10	0,00025	45	0,00984	80	0,02898
15	0,00085	50	0,01207	85	0,03236
20	0,00180	55	0,01447	90	0,03590
25	0,00289	60	0,01704	95	0,03958
30	0,00425	65	0,01979	100	0,04342
35	0,00582	70	0,02269		

Figura A.26 – Tabela do coeficiente “e”, com a variação da temperatura [38]

C_a = Volume de água aquecida. Corresponde ao volume do depósito de acumulação = 300 l.

$P_{in.}$ = Pressão absoluta inicial [bar]. Na prática, é a pressão de pré-carga a frio, aumentada de 1 bar. A pressão de pré-carga é de 2,5 bar. Logo, $P_{in.} = 3,5$ bar.

$P_{fin.}$ = Pressão absoluta final [bar]. Na prática, é a pressão de regulação da válvula de segurança aumentada de 1 bar. A pressão da válvula de segurança é de 8 bar, significa que $P_{fin.} = 9$ bar.

$$V = \frac{0,01619 \times 300}{1 - \frac{3,5}{9}} \sim 7,95 \text{ l}$$

O vaso de expansão selecionado para o presente projeto é da marca CIMM, modelo ACS 8 CE.



Figura A.27 - Vaso de expansão ACS 8 CE, da marca CIMM.

Características do vaso de expansão:

- Diâmetro, Ø – 220 mm
- Altura, H – 305 mm
- Ligação de entrada de água, G – 3/4” M
- Temperatura de trabalho – -10 a 100°C
- Pressão de pré-carga *standard* – 2,5 bar
- Pressão máxima de serviço – 10 bar
- Acabamento exterior – Cor cinzenta, RAL 9006.

A.16. Termómetros, manómetro e válvula de segurança

O termómetro e manómetro são de grande sensibilidade e de fácil leitura. O termómetro regista a temperatura de retorno do fluido térmico numa escala de 0 a 120°C. Para além deste termómetro, o sistema solar térmico está dotado de outro no sistema de ida. O manómetro regista a pressão do circuito numa escala de 0 a 10 bar.

A válvula de segurança é instalada para descarregar a pressão do sistema, antes de ocorrência de rotura de equipamentos do mesmo (vasos de expansão, depósito de acumulação). É recomendável o uso de válvulas de segurança com valor de descarga elevado (5-6 bar) quer

para restringir as dimensões dos vasos de expansão, quer para manter elevada a temperatura de ebulição do líquido solar. A mistura de água com anticongelante que está sujeita a sair da válvula de segurança não deve ser descarregada para o esgoto. Para respeitar a segurança das instalações e cumprir normas de reciclagem/eliminação de resíduos, utilizar-se-á uma tubagem de descarga própria e um depósito de recolha como p.e., o recipiente do líquido anticongelante.

A.17. Purgador automático com interceção

Os purgadores de ar automáticos são utilizados nos circuitos fechados das instalações solares de forma a permitirem a saída do ar contido no fluido de forma automática, através da ação de um obturador comandado por uma boia em contacto com o fluido da instalação.

As válvulas de interceção são, por sua vez, normalmente utilizadas conjuntamente com os purgadores de ar automáticos, para os poder interromper após o enchimento do circuito das instalações solares.

O purgador proposto para esta instalação é da série 250 da marca CALEFFI®.



Figura A.28 - Purgador com torneira de interceção [69]

Principais características:

- Fluido de utilização: água, soluções com glicol
- Percentagem máxima de glicol: 50%
- Campo de temperatura de exercício: -30 a 180°C
- Pressão máxima de exercício: 10 bar

- Pressão máxima de descarga: 5 bar

A.18. Estrutura

A estrutura metálica de suporte é feita em aço galvanizado a quente, com as funções de assegurar a fixação dos coletores.

A montagem da estrutura é efetuada de acordo com os parâmetros definidos pelos fabricantes, podendo surgir modificações pontuais (caso não seja possível realizar a montagem idealizada), nunca descurando a segurança da mesma.

A.19. Esquema hidráulico do sistema solar térmico

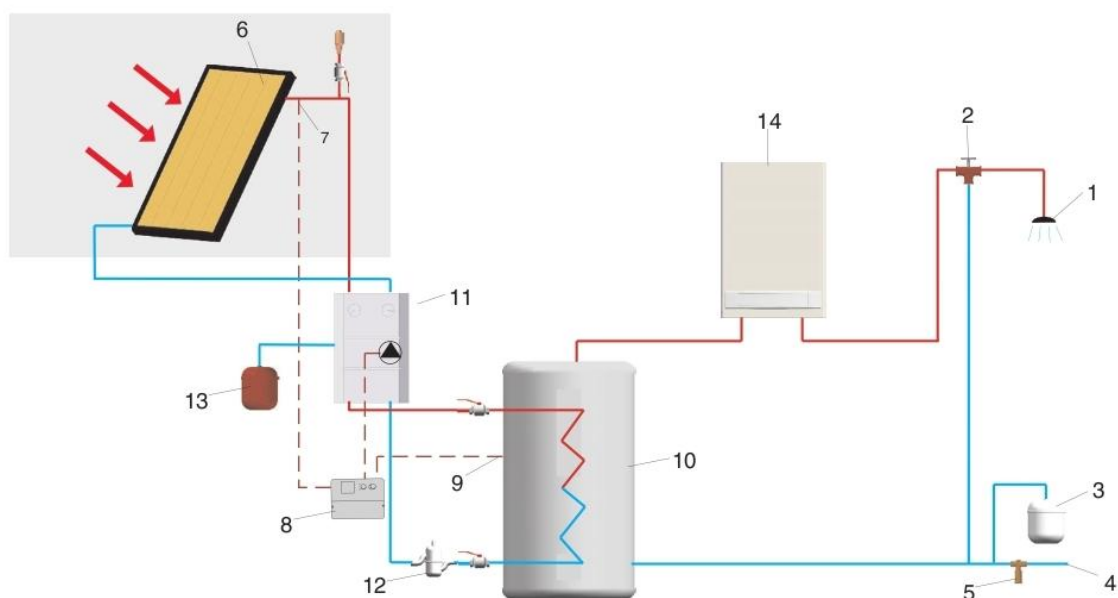


Figura A.29 - Esquema hidráulico do sistema solar térmico [70]

Legenda:

- 1 – Consumo
- 2 – Válvula Misturadora termostática
- 3 – Vaso de expansão AQS
- 4 – Entrada de água da rede
- 5 – Flexbrane, Flamco®
- 6 – Coletor solar
- 7 – Sonda (à saída dos coletores solares)
- 8 – Controlador solar

- 9 – Sonda (interior do depósito de acumulação)
- 10 – Acumulador
- 11 – Grupo hidráulico
- 12 – Separador de ar
- 13 – Vaso de expansão solar
- 14 – Esquentador a gás

Nota: O esquema de funcionamento do sistema solar térmico é idêntico ao sistema projetado. Contém algumas alterações, descritas no princípio de funcionamento do sistema.

A.20. Mapa de quantidades de equipamento

Designação	Qnt.	Unidade
Circuito Primário		
Coletor Solar Térmico - Solaria 2.4 AL AL	2	Un.
Estrutura de suporte de coletores	1	Un.
Racor de ligação de coletores	2	Un.
Purgador c/ intersecção	1	Un.
Válvulas de corte	4	Un.
Grupo de circulação solar	1	Un.
Vaso de expansão	1	Un.
Suporte do vaso de expansão	1	Un.
Tubagem em cobre	20	m
Isolamento exterior	8	m
Isolamento interior	12	m
Suporte de tubagens	15	Un.
Acessórios em latão/bronze	1	Conj.
Acessórios em cobre <i>press-fitting</i>	1	Conj.
Circuito de acumulação e consumo de AQS		
Depósito de acumulação WIKORA	1	Un.
Válvula de retenção	1	Un.
Filtro Y	1	Un.
Válvula de segurança AQS	1	Un.
Válvula misturadora termostática	1	Un.
Válvulas de corte	2	Un.
Módulo Solar	1	Un.
Manómetro	1	Un.
Vaso de expansão	1	Un.
Suporte de vaso de expansão	1	Un.
Tubagem multicamada	10	m
Isolamento interior	10	m
Suporte de tubagens	8	Un.
Acessórios em latão/bronze	1	Conj.
Acessórios multicamada	1	Conj.
Controlo e Potência		
Controlador solar	1	Un.
Cabo FVV 3x1,5	25	m
Tomada Macho/Fêmea	1	Un.
Disjuntor	1	Un.
Acessórios de material elétrico	1	Conj.

Tabela A.4 - Mapa de quantidades de equipamento.

